New Nouveau
Brunswick

New Brunswick Market Design Committee
Final Report

April 2002

New Brunswick Market Design Committee Website
www.nbmdc-ccmnb.ca

Table of Contents

Executive Summary iii

1 Introduction 1

1.1 Policy Objectives 1

1.2 Decisions Taken By the Government 1

1.3 Terms of Reference in the White Paper 2

1.4 Contents of This Report 3

2 MDC Membership and Process 4

2.1 Membership of the Committee 4

2.2 MDC Terms of Reference and Process 4

2.3 Criteria for Decisions 5

3 Market Design 7

3.1 Basic Market Model 7

3.2 Market Participants 10

3.3 System Operator 11

3.4 Market Design to Ensure Reliability 20

3.5 Ancillary Services 26

3.6 Reciprocity 27

4 Standard Offer Service 29

4.1 MDC Process 29

4.2 Models for Provision of Standard Offer Service in New Brunswick 29

4.3 Heritage Pool 32

4.4 Terms of the Heritage Pool Vesting Contract 33

4.5 Other Conditions of SOS Supply 35

4.6 Acquisition of Supply by the SOS Supplier 38

5 Regulator Roles and Responsibilities 40

5.1 Oversight of the System Operator 40

5.2 Market Power Surveillance 41

5.3 Licensing 42

5.4 Rate Regulation *42*

5.5 Approving New Transmission Investment *44*

6 Transmission Issues **45**

6.1 Transmission System Access *45*

6.2 Congestion Management *46*

6.3 Metering *48*

6.4 Charge Determinants for Tariffs and Ancillary Services Charges *51*

6.5 Unbundling Transmission and Ancillary Services Charges *54*

7 Market Power Issues **55**

7.1 Introduction *55*

7.2 Market Power Mitigation in the Bilateral Contract Market *57*

7.3 Regulated Ancillary Services *57*

7.4 Regulated SOS Service *57*

8 Environment and Renewables **60**

8.1 Net Metering and Support for Embedded Generation *61*

8.2 Renewable Portfolio Standard *63*

8.3 Energy Efficiency Programs *64*

8.4 Green Pricing *65*

8.5 Emissions Trading *65*

8.6 Emission Performance Standards *66*

8.7 Promoting Cogeneration *67*

9 Transition Issues **68**

9.1 Stranded Costs and Exit Fees *68*

9.2 Market Rules *72*

Appendix A – List of Recommendations **A-1**

Appendix B – Market Design Committee – Members & Alternates **B-1**

Appendix C – Glossary of Terms **C-1**

Appendix D – List of the Committee's Issues Papers **D-1**

EXECUTIVE SUMMARY

Introduction

The Final Report of the New Brunswick Market Design Committee presents a design for implementation of electricity re-structuring as adopted by the Government in the *White Paper: New Brunswick Energy Policy*. The Report contains a summary of the analysis and recommendations presented in Interim Reports released by the Committee at the end of each of the three phases of its work.

The Final Report, representing the culmination of ten month's work by the Committee, presents two resolutions and ninety-five recommendations designed to work in concert to help achieve the key policy objectives set out in the *White Paper*.

White Paper Objectives

The Government of New Brunswick appointed the Market Design Committee (MDC or Committee) in June 2001 to advise on the implementation of the electricity restructuring initiatives spelled out in its *White Paper* on energy policy. In its *White Paper* the Government of New Brunswick defined policy goals that set the context for the work of the New Brunswick MDC.

Decisions Taken By Government

A number of key decisions taken by the Government of New Brunswick with respect to electricity market design were described in the *White Paper*. Among the most important for the electricity supply industry were:

- The electricity sector will be restructured;
- Progress towards restructuring will be "deliberate and controlled". This includes the initial introduction of competition only at the wholesale and large industrial retail level;
- Customers that do not elect or are not eligible for a competitive electricity retailer will be entitled to a standard offer service similar to the current service provided by their existing utility;
- The mandate of the Board of Commissioners of Public Utilities (PUB) will be expanded to include regulation of many aspects of the new electricity market structure;
- Green pricing options will be made available and opportunities reviewed for development of small scale, on-site electricity generation;
- Any restructuring of NB Power will be considered separately from the market design process.

The *White Paper* directed that the MDC will "address development of the electricity market including its design, structure and rules, and make recommendations to the province by April 2002."

Recommendations

The Committee is recommending that New Brunswick institute a bilateral contract market in which wholesale and large industrial retail customers could contract with alternate providers for electrical energy needs. In addition, any power generator or supplier would be free to sell by contract to eligible customers inside and outside the Province.

In order for a bilateral contract market to function effectively, there must be open and non-discriminatory access to the transmission system for all eligible buyers and sellers. Having an open access transmission policy also helps to satisfy FERC requirements, essential to putting generators based in New Brunswick in the best position to sell electrical energy in the emerging open markets in New England and elsewhere in the U.S.

Implementing the bilateral contract market would require establishment of a system operator. The MDC agreed that the primary consideration in the implementation of the market is the assurance of total independence of the transmission system and system operations from the owners of generation. The MDC is recommending that the system operator be part of the entity that owns and operates the transmission system, and that the system operator have a governance mechanism ensuring that, with respect to market functions, it would report to an independent board. It is also recommending giving the system operator broad authority and responsibility to operate and administer the market and the electricity supply system.

At the same time as calling for the introduction of a competitive wholesale market for electricity, the *White Paper* directed that customers who do not, or cannot, choose an alternative supplier should be entitled to "standard offer service under regulated prices and terms that are consistent with the service they now obtain."

To supply standard offer service, the MDC is recommending designating a 'Heritage Pool' of electricity available from the existing generation assets in the province. As these assets retire, and as load grows, the standard offer service supplier would go to the market for new supply. The standard offer service supplier would be required to use a request for proposals for acquisition of supply from the market beyond the Heritage Pool amount. The MDC is recommending that, to preserve the option for present and future consumers of not having to go directly to the marketplace to obtain energy, some form of standard offer service should be offered indefinitely.

Contestable customers (those eligible to choose alternative supply) might want to leave from and return to standard offer service supply, and they might want to be able to take only a portion of their total needs from standard offer service supply. As recommended by the MDC, contestable customers could leave and return, but with some restrictions.

Customers leaving from or returning to standard offer service supply would be responsible for any costs their actions impose on other market participants.

The MDC recognized that, in the current context of electricity restructuring, using the term "de-regulation" is a misnomer. The bilateral contract market entails entirely new responsibilities for the regulator in New Brunswick, the PUB. The MDC is recommending that the PUB's role include oversight of the system operator and responsibility for monitoring for the abuse of market power.

A major goal of the New Brunswick Energy Policy is to protect and enhance the environment. Electricity market restructuring can potentially contribute to achieving environmental policy objectives. Total economic costs of low-impact technologies may be lower than those of conventional technology when environmental damage costs are considered.

The MDC is recommending a number of positive programs to help the government meet its goals with respect to environmental protection and enhancement. These include net metering, support for embedded generation, renewable portfolio standards, energy efficiency programs, green pricing, broad-based CO_2 emissions trading, emission performance standards, and the promotion of cogeneration.

Future Steps Required

The Market Design Committee makes recommendations on the nature and function of the electricity market in New Brunswick. To implement them requires a more detailed set of rules for the operation of the market, and the Committee is recommending a process and principles for the initial development of market rules.

Summary

The challenge given to the Market Design Committee was to design a new framework enabling the Province to move from an electrical energy supply system dominated by a vertically integrated provincial utility to a system that allows for independently owned generation and where wholesale and large industrial retail customers are free to acquire electricity from alternate suppliers.

Central to that challenge was the task of finding a balance between the *White Paper* objectives of creating and encouraging a competitive market for electric power, and maintaining a standard offer service for those customers who are not eligible, or chose not to obtain their electrical supply directly from the marketplace.

In addressing this challenge, the Committee was guided by a number of criteria including reliability, fairness, robustness, environmental protection and enhancement, and protection of non-contestable customers.

The balance struck by the Committee should provide for the continuance of a reliable, cost effective, electrical energy supply, enhanced by the provision of alternate supplies and new generation from the marketplace, to meet future load growth.

1 INTRODUCTION

The Government of New Brunswick appointed a Market Design Committee (MDC or Committee) in June 2001 to advise it on the implementation of the electricity restructuring initiatives spelled out in its *White Paper* on energy policy.[1] The MDC was instructed to produce final recommendations by April 2002 to the Minister of Natural Resources and Energy.

1.1 Policy Objectives

In its *White Paper* the Government of New Brunswick set out energy policy objectives and a number of decisions and directives. The policy goals are:

- To ensure a secure, reliable and cost effective energy supply for residential, commercial and industrial customers;
- To promote economic efficiency in energy systems and services;
- To promote economic development opportunities;
- To protect and enhance the environment; and
- To ensure an effective and transparent regulatory regime.
- These goals set the context for the work of the New Brunswick MDC.

1.2 Decisions Taken By the Government

A number of key decisions were taken by the Government of New Brunswick with respect to electricity market design before the appointment of the Market Design Committee. They are described in the *White Paper*. Specifically, the following decisions were announced:

- That the electricity sector will be restructured;
- That progress towards restructuring will be "deliberate and controlled" rather than rushed. This includes the initial introduction of wholesale and large industrial retail competition and the consideration of the merits of mass market retail competition.

---

[1] Government of New Brunswick, *White Paper: New Brunswick Energy Policy*, (January 2001).

- Customers that do not elect a competitive electricity retailer will be entitled to a standard offer service similar to the current service provided by their existing utility.

- The New Brunswick Power Corporation (NB Power) will be directed to continue to discuss aligning its transmission with that of its neighbours in a Regional Transmission Organization (RTO) to facilitate cross-system flows.

- That to satisfy the requirements of the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) Orders 888 and 889, New Brunswick will have an Open Access Transmission Tariff (OATT).

- That any restructuring of NB Power will be considered separately from the Market Design process, except to the extent that the MDC's considerations of RTO operation or market power mitigation impact the utility.

- That the evolution of financial and operating issues associated with the provincial utility are also outside the MDC's terms of reference, except to the extent that such matters as exit fees or equivalent charges are examined for their impact on competition.

- That the Market Design process will be open, with extensive participation from government, industry and other stakeholders.

- That final recommendations are required by April 2002 and that focus must address all of the Commission's terms of reference.

1.3 Terms of Reference in the White Paper

The *White Paper* said that the MDC will "address development of the electricity market including its design, structure and rules, and make recommendations to the government by April 2002."[2]

The *White Paper* contained several specific tasks for the MDC. The *White Paper* says that the MDC will be instructed to:

- Make recommendations on all codes and operating protocols;

- Make recommendations on market surveillance and establishing a workable competitive market;

- Consider reliability of supply for New Brunswick in its market design recommendations;

- Examine means to avoid any shock to existing self-generators (for ancillary services, transmission, standard offer backup);

- [illegible] recommendations for mitigation of market power in the wholesale and [illegible] markets.
- Assess methods of [illegible] cost recovery.
- Examine and make recommendations on the need for mitigation in [illegible] electricity market design; and
- Review and make recommendations on the role and treatment of small-scale, on-site electricity generation.

The MEC addressed these questions in the context of the New Brunswick energy policy as it [illegible] the White Paper.

1.2 Contents of this Report

The report is organized around the major study areas the MEC has identified.

The first chapter addresses the Commission's terms of reference and its process.

The remaining chapters address the study areas. These are, in order, basic market design including System Operator functions and governance, System Operator responsibilities, reliability, and regulatory standards, the wholesale electricity market and responsibilities, market power, regulation, rules and responsibilities, transmission, and continuing processes including market rules. All of the MEC recommendations appeared in one of the three interim Reports. The numbers in square brackets after each recommendation refer to that report. The first number refers to the interim Report where the recommendation appeared, the second number, after the colon, is the section of that report which contained the recommendation.

In addition, the MEC made suggestions that related to broad policy directions which the Commission felt should be addressed.

The report has several appendices. The first appendix lists all recommendations made by the Commission, with cross references to the interim Reports where they first appeared. Appendix B lists the Commission members and their alternates. Appendix C contains a glossary. Appendix D has a list of the MEC's major publications which are available on the website (www.gnb.ca/mec).

[illegible] a cross recommendation has been given a letter, it is consistent to refer to a cross recommendation with a letter.

2 MDC Membership and Process

2.1 Membership of the Committee

In keeping with the commitment in the *White Paper* to an open process, the Minister appointed a multi-stakeholder MDC. The Committee included members affiliated with generators, large industrial customers, municipal utilities, environmental groups, the Premier's Roundtable on Environment and Economy, the regulator (Board of Commissioners of Public Utilities (PUB)), the Department of Natural Resources and Energy (Department), and the Crown utility. A list of Committee members and their alternates is in Appendix B.

The members of the MDC represented both their own organizations and other stakeholders in their constituency group. The MDC members consulted with these stakeholders in order to bring wider participation to the MDC process.

The MDC also established a web site and posted on it many documents presented to the Committee. Interested parties were invited to provide feedback to the Committee through the web site (www.nbmdc-ccmmb.ca).

2.2 MDC Terms of Reference and Process

The MDC debated, revised and adopted a document setting out its task and describing its decision making and internal process. The document is called the Terms of Reference and Process.

This document lays out the essentials of the MDC's tasks. It specifies the deliverables the Committee expects to produce, the issues that the Committee will address, a high-level agenda assigning those issues to the three Phases of the Committee, and an agreed process for the deliberations and administration of the Committee. The deliverables are described in the Terms of Reference document as:

The design of the wholesale electricity market in New Brunswick, including all aspects required to make the market viable and workably competitive.

- The design structure and rules for the electricity market
- Codes and Operating protocols
- Oversight of the electricity market including
  - Market Surveillance
  - Mitigation of market power in the wholesale and large industrial retail market
- Transitional issues from regulated to competitive market
  - Method of stranded cost recovery
  - Exit fees (or equivalent charge) for self-generators
  - Exit fees (or equivalent charge) for large customers
  - Means to avoid rate shock to existing customers

- Issues related to neighbouring jurisdictions
  - Need for reciprocity in New Brunswick market

These deliverables cover the mandate given to the MDC in the *White Paper*.

The Committee organized its work into three phases, each taking one calendar quarter.

In the first phase, the Committee focused on basic issues of market design. These included the choice of a basic market design and identification of a System Operator, and first considerations of issues relating to transmission and to market power. The second phase dealt with institutional issues. Institutions addressed included the System Operator, the regulator, and the standard offer service and its supplier. During this phase the MDC also began discussion of environmental and market power issues. In its third phase, the Committee focused on transitional issues. Among these were considerations of how to deal with stranded costs, if any, and the process for creating the rules that will be needed to implement the market design. In the third phase, the MDC also concluded its discussions of policies for environmental protection and enhancement and for mitigation of market power.

In its discussions, the MDC considered a number of Issues Papers, each of which introduced an issue, its possible resolutions, and experience in other jurisdictions. All the Issues Papers are posted on the Committee's website.

For each of its three phases, the Committee issued an interim report. All the interim reports are on the website. This Final Report summarizes many of the Committee's discussions, which are reported in more detail in the interim reports.

2.3 Criteria for Decisions

The Committee discussed and adopted criteria for decision making, as described in Issues Paper #1: Criteria for Decisions. The Issues Paper lists objectives of electricity restructuring in general, and a set of criteria for decision making.

The Issues Paper notes that generally the two major goals of electricity market restructuring are to achieve greater economic efficiency in the electricity supply system and to allocate risks to the parties best positioned to control or to absorb the risk.

Criteria for decisions are:

- reliability;
- transparency;
- fairness;
- robustness;
- enforceability;
- environmental protection and enhancement; and

- protection for non-contestable customers.

Issues Paper # 1: Criteria for Decisions elaborates on the dimensions of each of these criteria.

3 MARKET DESIGN

An electrical power system such as the one in New Brunswick consists of generation facilities, a transmission system, distribution systems, and end-use customers. The generation facilities produce power and the end-use customers consume power. The transmission system moves power in bulk from generation facilities to (1) a relatively small number of directly connected industrial end-use customers that have high volumes of consumption, (2) directly connected distribution systems, and (3) transmission systems in neighbouring jurisdictions which are also directly connected to the transmission system. The distribution systems are localized and provide paths for power to flow from the transmission system to the remainder of the end-use customers.

The choice of basic market model was the first major item on the MDC agenda. Having identified the model, the Committee made recommendations on the appropriate components to be included to establish a workably competitive market.

The *White Paper* clearly stated that the New Brunswick electricity market would allow all industrial customers connected to the transmission system with loads 750 kW or more, and all wholesale customers (the municipal utilities) the ability to choose their electricity supplier by April 2003. Any market design the Committee recommended would have to be able to perform that function within that timetable.

The *White Paper* also said that customers who do not (or cannot) choose an alternative electricity supplier will be entitled to purchase electricity under terms and conditions consistent with the service they now obtain. This condition led to the discussion of the standard offer service (SOS).

3.1 Basic Market Model

The Committee considered several candidate models of electricity markets. Issues Paper #2: Choice of Market Model contributed to this discussion.

The existing model is that of a vertically integrated monopoly utility. In the case of New Brunswick, that utility is NB Power, a Crown corporation.[3] This model was not further considered, since it will not allow the degree of competition specified in the *White Paper*.

Three other models were described and discussed:

- A market based on bilateral contracts between generators and wholesale and large industrial retail electricity buyers;

---

[3] A parallel project of the Department of Natural Resources and Energy is considering the future structure and ownership of NB Power.

- A spot market organized around a bid-based pool administered by an independent market operator (IMO);[4] and

- A single buyer/reseller market.

Each of these markets is discussed in more depth in Issues Paper #2. That paper includes a description of how the market works, its advantages and disadvantages, and examples of markets in other jurisdictions which have used that model.

3.1.1 Bilateral Contract Market

Wholesale market bilateral contracts are agreements between electricity generators and wholesale customers for the delivery of electricity. They can be financial or physical bilateral contracts. A financial contract specifies the amounts and time of the delivery of electricity and the price or price formula for the settlement. The actual generation and delivery take place according to the rules of the market, and the participants to the financial bilateral contract then settle between them any differences between their contract price and the price in the market.

A physical bilateral specifies amounts of injections and withdrawals, the timing of the injections and withdrawals, and the nodes where they take place. These conditions are scheduled with the System Operator. To be an effective contract, a physical bilateral must also include transmission rights between the injection and withdrawal points.

The bilateral contract model allows for the bilateral contracts to be essentially fringe competition to an existing dominant generator. Over time, the bilateral contracts could be expected to increase as a fraction of the total market, creating more competition. Such a bilateral contract market represents one way to implement a gradual approach to introducing competition in electricity supply.

A bilateral contract market does require several other conditions. Most important is that there must be open and non-discriminatory access to the transmission system for all potential buyers and sellers. To fulfill the bilateral contracts, the seller must transmit electricity to the buyer. If the transaction is subject to either arbitrary pricing or arbitrary scheduling by a System Operator who is essentially a competitor of the supplier, the market is not likely to be competitive. Additional conditions for a competitive market to develop include a sufficient number of potential customers and market price sufficiently high to attract new entrants.

The MDC discussed the advantages and disadvantages for New Brunswick of adopting a bilateral contract market as its basic market design.

---

[4] In this report, a distinction is made between an IMO which administers the electricity exchange or bid-based pool and an independent System Operator (ISO) which is responsible for the operation of the system.

3.1.2 Fully Competitive Wholesale Pool Market

This model requires the creation of a region-wide competitive wholesale "pool", in which an Independent Market Operator (IMO) administers a regional dispatch based on offers and bids submitted by market participants. This is the form of competition adopted by many jurisdictions that have restructured. The market has many sellers who compete with each other. There typically are multiple wholesale buyers.

Prices in the wholesale pool are based on competitive offers and bids submitted by market participants. The actual dispatch is based on the same offers and bids from buyers and sellers in the market. Prices are derived from the dispatch and the offers and bids, and generally define the price that exactly clears the market. For example, the market-clearing price may be that price at which the price for the last increment of electricity offered to sell is equal to the price of the last increment of electricity offered to buy.

The Committee discussed the advantages and disadvantages for New Brunswick of a competitive wholesale pool market.

3.1.3 A Single Buyer Market

The Single Buyer Model for electricity restructuring is centered on the principle of monopsony, a monopoly buyer facing competitive suppliers. It is a first step towards competition from a vertically integrated monopoly utility structure. This model can be implemented in a number of ways. The generation assets of the formerly vertically integrated utility can be sold to several investors, and long-term power purchase agreements (PPAs) established between the monopoly buyer and the new Gencos. Alternatively, the vertically integrated utility can be maintained and it can acquire power through a competitive bidding process or other market-based processes.

The MDC did not discuss this model at length because it does not give electricity customers any choice and hence, does not achieve the level of market reform dictated by the *White Paper*.

3.1.4 MDC Recommendation on Basic Market Model

The MDC held extensive discussions on the choice of basic market model. Through the discussion, the MDC decided that the most suitable model for the currently envisioned market in New Brunswick is the bilateral contract market model. The bilateral contract market allows eligible buyers and sellers to contract in any way they wish. It directly fulfills the requirements as set forth in the *White Paper* to allow wholesale and large industrial customers to choose their electricity supplier. It is consistent with the current direction of NB Power, which already has an Open Access Transmission Tariff (OATT) and is planning to produce a FERC-compatible tariff.

One Member of the Committee held the view that New Brunswick should move directly to implement a wholesale pool market. This would be seen as being part of a larger pool market, incorporating at a minimum, New England. This option was seen by that member as fostering a more competitive market environment in a shorter period of time.

Recommendation 3-1. The MDC will pursue the development of a bilateral contract market for New Brunswick. [1: 3.2]

3.2 Market Participants

Buyers

The *White Paper* specified that all wholesale customers and all industrial customers with a minimum load of 750 kW, taking supply directly off the transmission network, would be eligible to choose their own electricity supplier

The *White Paper* did not specify any other entities as potential buyers of electricity in the contestable market. In order to encourage the development of a robust market, the MDC wanted to include participants other than end-use buyers, such as agents, brokers, traders, marketers and aggregators

Recommendation 3-2. The MDC recommends that eligible buyers in the New Brunswick bilateral contract market will include wholesale customers and industrial end-use customers with a minimum load of 750 kW, taking supply directly off the transmission network. Participants will also include all agents, brokers, traders, generators, marketers and aggregators licensed in New Brunswick.[1: 3.3.1]

Sellers

The *White Paper* did not comment on who would be eligible to sell in the New Brunswick contestable market.

In some markets, participation is limited to generators of a certain size. Small generators may not be able to afford the infrastructure needed to participate in competitive wholesale pool markets. In a bilateral contract market, however, any generator can contract if it chooses to accept the costs of market participation.

Sellers can also include suppliers from outside New Brunswick. They will have access through the interties and the open access transmission system. Finally, if the agents, brokers, traders, marketers and aggregators are eligible to buy, they must (since they are not end users themselves) also be able to sell.

Recommendation 3-3. The MDC recommends that all eligible generators and all eligible importers may sell in the New Brunswick bilateral contract market.[1: 3.3.1]

The MDC discussed whether generators who are embedded in a distribution system are eligible to sell into the bilateral contract market. They are only connected to the transmission system through their host utility. To be able to participate in the bilateral

contract market, they need to be able to contract with buyers. One potential buyer is the host utility itself. Other potential buyers are eligible customers in the bilateral contract market.

From the viewpoint of the system, the only effect of the operation of the electricity market embedded generator is to reduce the load of the host utility. To schedule a physical contract, the embedded generator should schedule with the System Operator. The System Operator will then schedule supply for the host net of the scheduled self-generation.

In light of these considerations, the MDC adopted the following recommendation.

Recommendation 3-4. The MDC recommends that generators embedded in distribution systems be eligible to participate in the bilateral contract market, subject to market rules. They must inform the host utility when they are injecting.[2: 6.2.5]

Implementing this recommendation could give rise to disproportionate administrative costs. The MDC recognized that the host utilities should not have to bear these costs.

3.3 System Operator

The MDC identified two sets of issues with relation to the System Operator: institutional and functional. The institutional issues include its identification, independence, governance, and funding and accountability. The functional issues are the System Operator's roles and responsibilities, including those with respect to the bilateral contract market, the transmission system, ancillary services, forward planning, and the market rules.

3.3.1 System Operator Institutional Issues

The institutional issues discussion began with the consideration of independence. Presentations and other information given to the Committee emphasized the importance of independence of the System Operator from other market participants, especially those owning or controlling generation.

The current situation in New Brunswick is that NB Power is a vertically integrated monopoly utility. It owns and controls generation, transmission, and distribution assets. NB Power has separate business units for each of nuclear generation, conventional generation, transmission, and customer service/distribution. To create complete corporate independence for the System Operator, therefore, requires some change in the corporate or operational structure of NB Power.

The Committee recognized the importance of keeping the System Operator independent of the owner and operator of any generation. The Committee considered three models with increasing degrees of independence:

- Functionally unbundled System Operator, part of a vertically integrated company,

- System Operator as part of corporately unbundled transmission owner and operator,

- Fully independent System Operator.

The MDC is aware that the New Brunswick government has underway a separate project to decide on the corporate structure of NB Power. This project will recommend to the Minister a corporate and ownership structure for NB Power.

To balance between independence of the System Operator and the cost of transition, the MDC decided to adopt a "transitional Transco."[5] The transitional Transco would incorporate the functions of transmission system owner and operator with those of the System Operator. The model can readily transition to a fully independent System Operator at some time in the future, when the development of the New Brunswick electricity market warrants it. To emphasize the importance it placed on independence of the System Operator, the MDC adopted Resolution 1.

Resolution 1. The MDC agrees that the primary consideration in the implementation of the market is the assurance of total independence of transmission system and market operations from generation.

The MDC also adopted Recommendation 3-5, which provides for a transitional Transco.

Recommendation 3-5. The MDC recommends that the System Operator for the New Brunswick bilateral contract market be part of an organization that includes the transmission system owner and operator.

The MDC recommends that this be implemented as a functionally separate Transco business unit under separate "corporatized" accounts from the rest of NB Power (Generation, Distribution and Marketing). To realize the goal of independence of the transmission system and market operations from generation the Market Design Committee recommends that in the long run the Government pursue a Transco-based model or model that provides an equivalent level of independence (ISO).[2: 2.1.1]

Given this recommendation, the next issues were the corporate organization and governance of the Transco and its accountability. The MDC was uncertain of the direction that the government of New Brunswick will take with respect to the ownership and corporate organization of NB Power. In the absence of a clear indication from the Province, the Working Group chose to make recommendations on two different System Operator arrangements:

---

[5] In current usage, a Transco is an owner and operator of a transmission system and System Operator which is independent of other market participants.

- Independent Transco – which involves combining transmission ownership and System Operator functions in a separate corporate entity to that of the generation owner, and

- Functionally Independent System Operator – which involves establishing an independent governance arrangement for the System Operator function within a single corporate entity that owns both generation and transmission facilities as well as being the System Operator.

The MDC noted that independence from generation and other market interests is important for the transmission owner and System Operator.

For an Independent Transco that is a separate corporation, the MDC recommends an entirely independent Board of Directors.

Recommendation 3-6. The MDC recommends that, if the entity containing the System Operator is a corporation independent of the corporations responsible for generation, the Board of Directors of that corporation consist entirely of members who have no direct connection with or beneficial interest in any participant in the New Brunswick electricity market. [2: 2.1.2]

Alternatively, if the System Operator function remains part of a vertically integrated corporation that owns and operates both generation and transmission assets, the MDC still strongly held the opinion that at least the System Operator functions need to be assured of independence from the conflicting pressures that the generation ownership could create. The management of the overall corporation, and therefore of the transmission function, would necessarily be reporting to a Board of Directors with a fiduciary duty to maximize returns for the corporation as a whole, including its generation operations, which poses a clear conflict of interest with the System Operator's obligation to ensure proper market function. The System Operator's Code of Conduct will require that it not favor generation from its affiliate.

The MDC recommended a Governance Panel to give the System Operator function some independence from the management of the Transco owner. The management of the System Operator would be responsible to the Governance Panel on all matters relating to the market. The MDC still had concerns with the degree of independence afforded by this model.

Recommendation 3-7. The MDC recommends that, if the System Operator is part of a corporation that owns generation resources in New Brunswick, it should report with respect to its market functions to a Governance Panel that is separate from the corporation's Board of Directors.

Market functions include:

- ***Making and revising the market rules;***
- ***Operating the bilateral contract market;***

- *Operating the balancing market;*
- *Market monitoring and market surveillance;*
- *Operating the system including scheduling generation dispatch.*

Employees performing System Operator functions have primary reporting responsibility to and are accountable to the Governance Panel, and

- *The Governance Panel are not employees of the System Operator;*
- *Panel members are chosen as experts by government;*
- *Panel members must be independent of participants in the New Brunswick electricity market [2: 2.1.2]*

The System Operator must also be accountable both financially and for its function. Since the regulator, the New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities (PUB) will in any case regulate the transmission system owner, it can readily also be the locus of accountability for the System Operator is therefore consistent with its other roles. The MDC adopted the following recommendation.

Recommendation 3-8. The MDC recommends that the System Operator be subjected to an independent audit with regards to the application of the market rules and tariffs as directed by the PUB. The terms of reference for the audit and selection of the auditor will be the responsibility of the PUB.[2: 2.1.2]

3.3.2 System Operator Roles and Responsibilities

Three entities are largely responsible for the operation of the electricity market. They are the System Operator, the transmission owner and operator (if different from the System Operator) and the regulator. Among these three, some roles and responsibilities can be allocated in different ways.

The first concern of a System Operator is with the security and reliability of the electricity system. To ensure system security, the System Operator must have the authority to direct its operation, though it might not directly operate any of the system elements.

Many other roles and responsibilities could be given to more than one of the three entities mentioned. The MDC discussed these options, and made recommendations on the assignment of roles and responsibilities for the System Operator in several areas. These are the System Operator's roles in relation to the routine operation of the market, market surveillance, compliance monitoring, licensing, market rules, the role of the System Operator in relation to any Regional Transmission Organization (RTO), and complaints and dispute resolution.

Routine Operation of the Market

To operate the bilateral contract market as the WDC has defined it, the System Operator must have a wide range of roles, responsibilities and functions. The WDC discussed and agreed on a list of roles and responsibilities with respect to the operation of the market. The WDC adopted two recommendations in this regard, one with respect to roles and one with respect to responsibilities. Both recommendations list broad categories.

Recommendation 3-8. The WDC recommends that the System Operator be given the following roles:

- ***Recorder and publisher of information (load, system requirements, system capabilities, etc.)***
- ***Planner (system expansion, etc.)***
- ***Setting requirements (metering, performance, etc.)***
- ***Administrator (tariff, settlement, etc.)***
- ***Facilitator (bilateral contracts, etc.)***
- ***Decision maker (transmission expansion, etc.)***
- ***Representative of Maritime Control Area (to NPCC, NERC, etc.)[3: 3.2.7]***

Recommendation 3-10. The WDC recommends that the System Operator be given the responsibility to:

- ***Ensure system reliability;***
- ***Implement and administrate open access transmission;***
- ***Administer a bilateral market for electrical energy;***
- ***Interface with other system and market operators;***
- ***Act as an operating authority for the generation and transmission system.[3: 3.2.7]***

For the System Operator functions, the WDC adopted both a recommendation listing the functions in general and an appendix with more detail on each of the functions. The recommendation is shown here.

Recommendation 3-11. The WDC recommends that the System Operator perform the functions of:

- ***After-the-fact administration of system, tariff, and market;***
- ***Real-time System Operator;***
- ***Before-hand administration of system, tariff, and market;***

- *Short-term system planner;*
- *Long-term system planner;*
- *Development and submission to PUB of the transmission and ancillary services tariff.* (5.5.7)

Market Surveillance

Market surveillance entails gathering and analyzing information with respect to both market power and market functionality.

Market power is the ability of one or more market participants to raise the market price by a significant amount and to sustain that increase to increase their profitability. Market functionality measures whether the market is working.

The *White Paper* indicated that three entities would have a role in market surveillance: the PUB, the Competition Bureau, and the System Operator. It stated directly that:

> "… the Province will give the Board the authority to monitor the competitiveness of the wholesale market and ensure that the Crown utility is unable to exercise market power. This role is likely to be in coordination with the Competition Bureau and the System Operator who will have real time data necessary to oversee the behaviour of market participants."[10]

This gave the PUB the primary role in market surveillance. However, it is also clear that the System Operator will have most of the data necessary to perform market surveillance. The MDC discussed whether the System Operator should undertake any independent analysis of these data, or should only react to data requests from the PUB. The MDC felt that the System Operator should be making periodic public reports on the functioning of the market. These reports would be general and would not disclose any confidential data. The MDC also felt that the System Operator should be monitoring and reporting to the PUB, on an exceptions basis, information it gathered on the functioning of the market.

The MDC discussed handling and transferring confidential data by the System Operator. The Committee agreed that the market rules should have a policy statement on confidentiality. The statement would define what data are confidential, how they are to be treated, and how they are to be shared among the responsible agencies.

The result of these discussions was the following recommendations:

Recommendation 5.13: ***The MDC recommends that the System Operator be given the authority and the responsibility to provide information (including confidential information) as requested by the PUB in its role of monitoring the competitiveness of***

---

[10] White Paper, pg. 37

the New Brunswick market with respect to both market power and market functionality.(3- 5.5.1)

***Recommendation** 5.13: The MDC recommends that the System Operator be given the authority and the responsibility to release information that is not confidential to the public in a non-discriminatory, open-access, same-time fashion.(3- 5.5.1)*

Market Monitoring

To implement the market, there will be a set of market rules. The rules will define the precise responsibilities of all market participants. For the rules to be effective, some agency must monitor observance. Potential agencies include the System Operator, the PUB, or some other agency specifically created for this purpose. Since the System Operator is the agency at the centre of the market, interacting constantly with market participants, it will have the information needed to monitor compliance.

The System Operator will be continuously monitoring the market for violations of the market rules. Many violations of the market rules are expected to be technical, which may be subject to summary penalties (fines, etc.). The System Operator should have the authority to impose penalties for minor offenses related to violations of the market rules. These penalties can be appealed to the PUB.

These considerations are set out in the following recommendations from the MDC.

***Recommendation** 5.14: The MDC recommends that the System operator be given the authority to:*

- *Monitor compliance of the market participants to the market rules;*
- *Document non-compliance and make this information available to the PUB as requested by the PUB; and*
- *Apply penalties and sanctions as per the market rules.(3- 5.5.3)*

Licensing

The primary responsibility for licensing rests with the PUB. It is expected to set license conditions, issue the licenses, and administer the licensing system. The System Operator will have to be able to exclude unlicensed entities from participating in the New Brunswick market. The following recommendation gives it that authority.

***Recommendation** 5.15: The MDC recommends that the System Operator be given the authority and the responsibility to disallow entities from participating in activities in the New Brunswick market for which they are not licensed.(3- 5.5.4)*

Market Rules

The *White Paper* charged the Market Design Committee with developing the "design, structure and rules"[1] of the electricity market. Many of the rules and operating protocols will be defined in the transmission tariff. The entity responsible for filing the tariff will be the NB Power transmission unit, which will draft the elements of market rules included in the tariff. By virtue of its authority and responsibility to approve the transmission tariff, the PUB will have oversight of these aspects of behavioral rules.

The entity in the market most involved in the market rules will be the System Operator. Because of its centrality to the market, it will be the agency for changes in the rules, when necessary.

Recommendation 3-16. The MDC recommends that the System Operator be given the authority and the responsibility to issue, update and maintain the market rules.[2: 3.3.4]

The market rules affect market participants, who should have input into any changes. In addition to market participants, the interests of other groups such as environmental advocacy groups and consumers could be affected by changes in the market rules. They should therefore also have input into the change process.

After some discussion, the MDC recommended a Market Advisory Committee as the mechanism for stakeholder input. It is the first step in both the market rule change process and in dispute resolution with respect to the market rules.

The first recommendation deals with the establishment and roles of the Committee, the second with its membership, and the third with dispute resolution in relation to changes in the market rules.

Recommendation 3-17. The MDC recommends that a Market Advisory Committee be created to advise the System Operator on matters including:

- ***Changes to the market rules;***
- ***Issues with respect to System Operator functions in relation to the market;***
- ***Issues with respect to market monitoring and market surveillance;***

and furthermore, that:

- ***Issues can be brought to the Market Advisory Committee by members, by the System Operator, or by other interested parties;***

---

[1] *White Paper*: pg. 14

- *The Market Advisory Committee will recommend changes in the market rules to the Board of Directors of the Independent Transco System Operator Board or the Governance Panel of the System Operator function, as the case may be;*
- *The Market Advisory Committee will make other recommendations to the System Operator Board or Governance Panel. [2: 2.2.4]*

Recommendation 3-18. The MDC recommends that the Market Advisory Committee should be a standing committee composed of representatives of market participants, stakeholders, and the System Operator.

Representatives will be chosen in three ways:

- *Each registered market participant group will have representatives chosen by voting within the group;*
- *Designated stakeholder groups (e.g., consumers, environmental advocacy groups) will have representatives chosen by Government;*
- *Representatives of the System Operator will be chosen by the Board of Directors of the Independent Transco or the Governance Panel of the System Operator, as the case may be. [2: 2.2.4]*

Recommendation 3-19. The MDC recommends that:

- *The System Operator, as advised by the Market Advisory Committee, will have the authority to propose and implement changes in the market rules;*
- *Any market participant or stakeholder who objects to the changes must, in the first instance, raise their objections with the Market Advisory Committee;*
- *If the response of the Market Advisory Committee is unsatisfactory to the market participant or stakeholder, an appeal may then be made to the Board of Directors of the Independent Transco or Governance Panel of the System Operator, as the case may be;*
- *Having not received satisfactory remedies from within the System Operator organization, the market participant or stakeholder can then appeal to the PUB.[2: 2.2.4]*

Regional Transmission Organization

As a result of recent FERC orders, markets in the United States are being amalgamated into large Regional Transmission Organizations (RTOs). New York and New England have begun discussing formation of their own RTO. The *White Paper* directed the Crown utility to discuss forming an RTO with neighboring jurisdictions. New Brunswick has been involved in discussions with various potential participants in an RTO. The directive from the *White Paper* is still relevant, therefore.

Talks to date on forming a large RTO in the Northeast have been between system/market operators. The logical representative for New Brunswick to these RTO discussions is therefore the System Operator, which will be responsible for administering the market whether or not New Brunswick joins the RTO.

Recommendation 3-20. The MDC recommends that the System Operator be given the authority and the responsibility to:

- ***Continue discussions with neighboring jurisdictions to enhance the overall level of access among these systems;***
- ***Present options and recommend decisions with respect to participation in an RTO or similar organization to the Minister of Natural Resources and Energy;***
- ***Consult as well as brief stakeholders on the process of participating in such an arrangement. [2: 2.2.5]***

Complaints and Dispute Resolution

Several areas of application in the electricity market could give rise to disputes. Two separate dispute resolution mechanisms may be needed for the System Operator and the transmission owner and operator. The obvious locus for resolving disputes relating to the transmission owner and operator is with the PUB, because it will have jurisdiction over the transmission tariff, including the code of conduct.

The first steps in resolving any dispute between market participants and the System Operator should be internal to the System Operator. Only after exhausting internal mechanisms should the dispute go outside the System Operator, when it would be taken to the PUB. The MDC did not adopt a specific recommendation on such a process. It did note that the process for resolving disputes relating to the System Operator's application of the market rules and other disputes between the System Operator and market participants should be spelled out in the market rules.

3.4 Market Design to Ensure Reliability

Ensuring "a secure, reliable, and cost effective energy supply" is a primary policy objective expressed in the *White Paper*. In the *White Paper* the Government directed the MDC "to consider reliability of supply for New Brunswick in its market design recommendations."

The MDC reviewed an Issues Paper on reliability. There are two primary aspects of power system reliability: (1) the security of supply; and (2) sufficient generation and transmission resources to ensure an adequate supply of power to customers.

3.4.1 System Security

The security of supply is an operations issue. System security rules and procedures are specified by the North American Electric Reliability Council (NERC) and the Northeast Power Coordinating Council (NPCC) and standards need not change because the market structure changes. Therefore, the MDC needs only to make decisions regarding who will be responsible for maintaining system security, but does not need to make decisions regarding these rules and procedures. NB Power Transmission serves in this role under the current market structure. Under the new market structure the most obvious candidate for these responsibilities is the System Operator.

To allow it to fulfill these functions the Market Design Committee makes the following recommendation.

Recommendation 3-21. The MDC recommends that the System Operator will have the responsibility and authority to ensure system security. To accomplish this, it will be empowered to:

- ***Maintain system security within criteria as set by NERC and NPCC or other responsible standards body;***
- ***Determine security requirements for the New Brunswick system;***
- ***Procure and provide ancillary and security services;***
- ***Represent New Brunswick at committees of NERC and NPCC or other responsible standards bodies;***
- ***Provide, under a FERC Order 888 compatible OATT, ancillary services required for system security;***
- ***If necessary for system security:***
  - ***Cause any generator to inject or not to inject electricity or any load to withdraw or not to withdraw electricity into or from the system;***
  - ***Cause any transmission owner to operate or not operate its transmission system;***
- ***Perform any other functions necessary to ensure system security.[2: 2.3.1]***

3.4.2 Adequacy of Supply

Any electricity system needs reserve capacity for unanticipated peak loads and capacity outages if it is to ensure a reliable supply for customers. While operating reserve is used to mitigate the impacts of the next outage, installed capacity in excess of forecasted peak firm load accounts for the combined effect of generation outages as well as abnormally high peak loads due to extreme weather and major transmission outages. The capacity in

excess of the forecast firm load is often referred to as planning reserve[8]. In New Brunswick there is currently an installed capacity requirement of 120 percent of the projected peak firm load. This criterion roughly corresponds to a reliability standards target of having sufficient generation to assure generation adequacy-related outages occur no more frequently than one day in ten years.

The Committee determined that continuing to participate in NERC and NPCC and adhere to their standards is an important element of assuring continuation of historic reliability. It was determined that vesting the organizational responsibility for adequacy of supply with the System Operator best balanced the objectives of ensuring accountability, independence and flexibility.

The following recommendation was made to enable the System Operator to be able to evaluate capacity adequacy.

Recommendation 3-22. The MDC recommends that the System Operator have responsibility and authority to ensure that an adequate level of capacity is available in the New Brunswick market. To accomplish this, it should be empowered to:

- ***Determine NB market system installed capacity requirement;***
- ***Monitor available and committed capacity;***
- ***Project future capacity surpluses and deficits;***
- ***Publish periodic reviews (e.g., 18 month and 10 year);***
- ***Report to NPCC and NERC;***
- ***Assess penalties for shortages;***
- ***Review capacity criteria;***
- ***Receive and monitor information from market participants on their capacity provided to the market;***
- ***Propose changes to capacity ratings system (based on forced outage history) if deemed necessary in the future;***
- ***Verify Dependable Maximum Net Capacity (DMNC) ratings for capacity providers; and***
- ***Perform other related functions as necessary to provide for capacity adequacy.[2: 2.3.2]***

---

[8] The NERC glossary defines planning reserve as "Planning Reserve: The difference between a Control Area's expected annual peak capability and its expected annual peak demand expressed as a percentage of the annual peak demand."

Once the System Operator has determined the level of capacity required to maintain system reliability, there are three basic strategies for providing for an adequate supply of capacity: (1) relying solely on market price signals and establishing no enforced capacity requirement; (2) establishing a capacity requirement with bilateral contract market; and (3) establishing an installed capacity (ICAP) market operated by the System Operator. Each of these approaches is discussed in depth in Issue Paper #7: Reliability Issues.

Recognizing the importance of capacity adequacy to the performance of the wholesale power market, there was a general consensus among the MDC that market participants should be required to provide sufficient installed capacity to ensure system reliability.

Recommendation 3-23. The MDC recommends that all market load participants in New Brunswick have the obligation to:

- ***Provide capacity:***
    - ***Equal to their load ratio share of the system installed capacity requirement;***
    - ***Based on the projected peak load; and***
    - ***Subject to penalty for under supply, determined ex post.***
- ***Cause to be reported to the System Operator continuously operational parameters and availability of the capacity including:***
    - ***DMNC ratings;***
    - ***Deratings and forced outages;***
    - ***Maintenance schedules; and***
    - ***Daily and seasonal operational schedules.***
- ***Capacity responsibility of a load entity can be administered on its behalf by other market participants. [2: 2.3.2]***

Installed capacity located outside of New Brunswick can contribute to the reliability of the New Brunswick system, as indicated in the recommendations below.

Recommendation 3-24. The MDC recommends that any firm capacity for supply in New Brunswick which qualifies as accredited capacity under NERC and NPCC rules be eligible to provide required capacity:

- ***Such capacity must be certified by the System Operator***
    - ***Initially when constructed and then***
    - ***On some periodic basis;***
- ***Such capacity can be acquired by building generation and/or purchasing installed capacity (ICAP);***

- ***Such capacity can be acquired from outside NB if it***
    - ***Is supported with firm transmission for delivery to NB; and***
    - ***Meets accredited capacity requirements.[2: 2.3.2]***

Recommendation 3-25. The MDC recommends that capacity suppliers in the New Brunswick market have the following responsibilities:

- ***They must notify the System Operator if they are not available;***
- ***If available, they must supply energy and/or ancillary services if called upon by System Operator.***

Penalties would apply for failing to provide if called upon and available.[2: 2.3.2]

3.4.3 Market Structures to Assure Transmission Adequacy

One goal identified in the *White Paper* was to assure continued reliability of the bulk power system. Achieving this goal requires continuation of the transmission adequacy criteria employed today.

The MDC recommended that the System Operator be vested with the authority and responsibility to ensure transmission adequacy. To accomplish this the MDC made the following recommendations.

Recommendation 3-26. The MDC recommends that the System Operator have the authority and responsibility for ensuring transmission system adequacy in the New Brunswick market. To accomplish this, it should be empowered to:

- ***Set transmission adequacy criteria, having regard for standard criteria in interconnected systems;***
- ***Study future transmission and generation systems in New Brunswick and adjacent market areas and conduct system studies to determine if additional transmission is required;***
- ***Publish periodic reviews (tri-annual as minimum);***
- ***Report to NPCC and NERC;***
- ***Review planning criteria and change the criteria if necessary;***
- ***Consult with transmission owner(s) to set interconnection standards;***
- ***Perform system studies for proposed new generation or load connections to determine if new transmission is required;***
- ***Request and receive proposals for potential solutions from***

- *Transmission*
- *Generation*
- *Demand Side*

- ***Evaluate proposals using criteria including environmental impact; and***
- ***Perform other related functions necessary for transmission adequacy.[2: 2.3.3]***

Transmission Construction

As part of its long-term planning function, the System Operator will be charged with ensuring that there is adequate capacity in the system. Transmission is a crucial element of the system and will continue to be a regulated monopoly.

To reinforce the System Operator's role with respect to system adequacy, and to ensure that the System Operator could address transmission needs if necessary for the operation of the market, the MDC adopted the following recommendation.

Recommendation 3-27. The MDC recommends that the System Operator be given the responsibility and authority to cause new transmission to be constructed if necessary for system adequacy or efficient operation of the market. If the transmission owner will not build the transmission, the System Operator can contract for its construction and ownership with a third party. [2: 2.2.8]

Since the System Operator may not own transmission assets the transmission owner must coordinate with the System Operator and have responsibilities for ensuring the adequacy of the transmission system. To ensure this coordination between the System Operator and the transmission owner, the MDC made the following recommendation.

Recommendation 3-28. The MDC recommends that transmission owners have the following responsibilities:

- ***Provide transmission system operating information to the System Operator;***
- ***Operate the transmission system under direction of System Operator;***
- ***Comply with tariff requirements;***
- ***Comply with code of conduct requirements;***
- ***Consult with the System Operator to set interconnection standards; and***
- ***Comply with procedures and protocols, set by the System Operator, which are necessary for transmission adequacy and security.[2: 2.3.3]***

3.5 Ancillary Services

3.5.1 Energy Imbalances

In the New Brunswick market, all market participants must file balanced schedules energy with the System Operator. Energy imbalances arise when the actual amounts injected or withdrawn differ from those scheduled. Given the uncertain nature of electricity supply and demand, some level of inadvertent imbalance is inevitable. The System Operator must be able to keep the system in balance, and it typically does so through the use of such ancillary services as automatic generation control.

In an effort to use the energy imbalance service as a move towards a market, the MDC recommended treating energy imbalances as a market-based service, with the following recommendation.

Recommendation 3-29. The MDC recommends that the System Operator shall operate an energy imbalance service. The System Operator can procure energy imbalance service from market participants, buying at the lowest available price within operating constraints. The energy imbalance service shall be priced at a proxy value recognizing cost and could move towards market-based pricing. The purpose is to encourage development of an efficient and effective service.[1: 3.3.2]

The MDC recognized that energy imbalance requirements could not create a true real time market. The amount of energy to be settled would be small.

During Phase 3, the MDC looked more closely at the physical and operating mechanisms for such a market, realizing that it would be more limited than first envisioned. The Committee concluded that it preferred to recognize the limitations, but to recommend moving towards a market if possible, as indicated in the following recommendation.

Recommendation 3-30. The MDC recommends that balancing energy service be initially provided as an ancillary service through the transmission tariff and that its provision be based on the following principles:

- ***It should efficiently provide economic signals that will drive behaviours appropriate for reliable operation of the system;***
- ***Pricing of the service should be market-based where possible through:***
  - ***Offers for increments and decrements***
  - ***A proxy market price***
  - ***Ceilings and floors as necessary to protect participants.[3: 2.2]***

3.5.2 Other Ancillary Services

Several other ancillary services must be provided to make the bilateral contract market work. When transmission and distribution tariffs are separated from energy costs, ancillary services costs must also be unbundled. In the bilateral contract market, the System Operator will offer all the ancillary services. Aside from energy imbalance service, the major ancillary services are:

- Operating reserves;
    - Ten-minute spinning reserve
    - Ten-minute non-spinning reserve
    - Thirty minute reserve
- Regulation or AGC (Automatic Generation Control), the ability to vary output quickly in response to a signal from the System Operator;
- Reactive support, the maintenance of system voltages within required levels;
- Black start, the ability to restart the system after a system-wide outage.

To help develop the market, the MDC decided that ancillary services should be purchased on a competitive basis where possible and where the costs of the competitive purchase process are not excessive.

Recommendation 3-31. The MDC recommends that ancillary services shall be provided by the System Operator, with tariffs approved by the PUB and subject to an audit. The System Operator will procure the contract ancillary services from the market participants at least cost possible, including by competitive contract processes.[1: 3.3.3]

3.6 Reciprocity

Recognizing that reciprocity requirements have significant implications for the competitiveness of the New Brunswick market and could a[illegible]et the risks associated with stranded cost recovery, the *White Paper* directed the MDC "to examine and make recommendations regarding the need for reciprocity requirements in its design of the New Brunswick market."[9]

Reciprocity can help with two objectives: opening export markets so domestic producers can compete there, and creating more competition in domestic markets by allowing producers from other markets to enter.

---

[9] *White Paper*, pg. 38

Reciprocity is a cornerstone of the U.S. Federal Energy Regulatory Commission's (FERC) Order No. 888. FERC mandated reciprocity to ensure that all transmission systems, including those exempt from its jurisdiction, opened their transmission systems under consistent terms and conditions. FERC's authority to impose market reforms in the U.S. has no parallel in Canada. Canada's closest federal equivalent, the National Energy Board (NEB), has very limited authority over electricity policy compared to that of the individual provinces. It is likely that a number of provinces will continue to base electricity policy decisions more on provincial self-interest than on broader regional interests.

If a province expects economic gain from increased electricity trade with U.S. or Canadian markets, it is likely to make sure it meets at least their minimum reciprocity requirements. So reciprocity will continue to be an effective lever to promote greater opening of some markets.

Two jurisdictions where reciprocity might create an opportunity for New Brunswick are Quebec and Nova Scotia. Neither province has opened or presently proposes to open its retail markets to the level called for by the New Brunswick *White Paper*. Therefore, if New Brunswick were to require an equivalent level of access it could exclude generators in both provinces from the New Brunswick market.

While reciprocity can be used to preclude access to utilities that do not provide an equivalent level of access, it will not necessarily prevent the power available from these utilities from ultimately being sold in New Brunswick through marketers, traders or retailers who buy at the border. Therefore, a reciprocity provision is not likely to represent a major foregone opportunity to these utilities or to New Brunswick consumers. However, it would likely result in fewer possible competitors in New Brunswick.

In summary, the MDC concluded that a reciprocity provision is not likely to be effective in inducing Quebec and Nova Scotia to provide an equivalent level of access as is being pursued in New Brunswick. However, if enforced it could reduce the number of possible suppliers available to New Brunswick customers. Furthermore, there are no major stranded cost risks if an exit fee is imposed on customers that create such stranded costs.

Therefore, to increase the possibility of more suppliers and hence the prospects for achieving a workably competitive market and provide greater opportunity for customers to obtain competitive prices, the Market Design Committee adopted the following recommendation.

Recommendation 5-52. The MDC recommends that reciprocity not be a requirement for participation in the New Brunswick retail markets at this time. The System Operator shall have the authority to invoke any reciprocity provisions in the Open Access Transmission Tariff that it administers.[5: 2.4]

6 Standard Offer Service

The mechanism envisioned in the *White Paper* to protect customers that are not eligible to choose an alternative supplier and those that do not choose an alternate supplier will be the Standard Offer Service (SOS). The *White Paper* said that such customers should be entitled to "standard offer service under regulated prices and terms that are consistent with the service they now obtain."[10] The issues associated with the provision of standard offer service are among the most important in determining price of the service and the competitiveness of New Brunswick wholesale and retail markets.

6.1 MDC Process

The MDC discussed the issue of SOS extensively. The discussion began with Issues Paper #6: Standard Offer Supply.

Some aspects of SOS supply in the models the Committee considered will be impacted by the corporate organization structure of NB Power or its successors. *The Committee therefore felt that its discussion of these aspects was hampered, since the future structure of NB Power was not known.*

6.2 Models for Provision of Standard Offer Service in New Brunswick

The system for provision of SOS in New Brunswick must perform several functions. How it does that can be an important determinant of the speed of movement towards competition in the province.

After some discussions of various models of SOS supply, the MDC focused on consideration of two models, called for discussion purposes Model A and Model B. These two models evolved from the several which had been introduced.

The two models had many features in common. Both eased initial supply for SOS service on the concept of a Heritage Pool of existing assets, electricity from which would be sold under vesting contract(s). They both continued to assign to the local distribution utility serving the geographical area responsibility for retail competition and energy supply to their customers at a cost-based rate. Both provided that there be a market for new supplies of capacity and energy.

The requirements placed on an entity which was described for conceptual purposes as NB Power Genco[11] were the same in both models. NB Power Genco would be obliged

---

[10] *White Paper*, pg. 39

[11] The MDC assumed that NB Power would be at least functionally unbundled into a generator, a transmission function, and a distribution function. In the consideration of SOS supply, the MDC assumed that the customer service functions of NB Power will remain with the distribution function, which was characterized as NB Power Disco.

to deliver the amount of capacity and energy represented by the Existing Contracts at the regulated price. Both models retained unused energy from the Heritage Pool to NB Power Genco for sale elsewhere.

The models differed, however, in identifying the counterparties for the basic supply contracts and in how long the obligation to provide SOR lasts.

In Model A, NB Power Genco would contract directly with each customer eligible to participate in the bilateral contract market. In Model B, it would contract only with an SOR supplier (described in the Second Interim Report as NB Power Direct).

New supply would be required either to deal with load growth or as a result of assets being removed from the Heritage Pool. The models differed in their approach to obtaining new supply. Under Model A, when new supply is required the eligible customers (including NB Power Direct) would have to contract for it individually. In Model B, the SOR supplier would contract (through a supervised RFP process) on behalf of all customers.

After new supply is required, therefore, customers would be paying a blended (old and new) price under both models. In Model A, each contestable customer would be responsible for the price of its new supply, while in Model B the price would be determined collectively. The result would be that each customer's options would have a more direct effect on its [illegible] effective electricity acquisition cost under Model A, while under Model B the [illegible] acquisition cost would be determined collectively.

The MDC compared the two models along many dimensions, including the criteria adopted in Issues Paper #1 (Criteria for Decision). It analyzed how each model would perform the vital functions of the market.

Concern for the protection of customers through continued access to regulated rates was weighed against the risks of introducing new stranded costs and of discouraging new supplies. After much discussion, the MDC indicated that it would pursue development of Model B. In subsequent discussions, the MDC further refined both the model and its ideas on the Heritage Pool and the Existing Contract. A diagram of the adopted model is given below as Figure 1.

Figure 1:

Diagram of Market Model

To close the model, the MNC could do the following recommendations. Some members of the MNC disagreed from the model above and were obtained from interviewing the model owner.

Recommendation 1(1): The MNC recommends that Standard Office Services

- *be provided by the XXX supplier to all customers who decide not to choose or use unable to choose an alternative supplier.*
- *be offered to users based on the XXX supplier's standard cost of providing the service.*
- *be the first customers to be allocated by the XXX supplier from the Heritage Pool of capital to be established by the Minister.*
- *decide on negotiated terms of capacity available from the Heritage Pool to obtained through an RFP issued by the XXX supplier.*

and further that:

- *VR Power Boys make public subsidized annual payments for transmission line of XXX supply to the non-interconnected system (provided the same as other distribution systems).[1, 2]*

4.3 Heritage Pool

The Heritage Pool is a mechanism for isolating the assets of the existing system, which resulted from past decisions under an older regime, from those obtained under a new market regime. The Heritage Pool was conceived of as an amount of electricity that could be delivered by the existing NB Power generation assets. These assets were called "Heritage Assets" because they exist at the start of the competitive market. The recommendation on SOS (4-33above) supply uses, but does not define, the term Heritage Pool.

The MDC defined the Heritage Pool as the capability of the existing generating assets and purchase contracts to deliver power and energy to consumers in New Brunswick.

Recommendation 4-34. The MDC recommends that the Heritage Pool be defined initially as the quantity of energy and capacity determined by the capability of the generation assets existing in 1999 to supply all in-province load at a system load factor of 61%. [3: 3.1.2]

This definition leaves open the question of the change in size of the Heritage Pool over time. The MDC has been clear that the Heritage Pool obligation diminishes as the underlying assets are retired. It had also discussed the concept that assets requiring major refurbishment in lieu of retirement would come out of the Heritage Pool, and the [illegible]ary obligation of NB Power Genco to the SOS supplier would diminish correspondingly.

Within the Heritage Pool, all the assets and all their costs are pooled. Therefore, if plants are included in the Heritage Pool after major capital expenditures for refurbishment, then the capital cost will be included with all the other costs of the Heritage Pool assets, and recovered as part of the supply delivered under the Vesting Contract. If refurbished facilities are not in the Heritage Pool both sellers and buyers will be forced to contract on the competitive market.

The following recommendation preserves the idea that assets facing retirement should be removed from the Heritage Pool, whether they are retired or refurbished.

Recommendation 4-35. The MDC recommends that, as assets retire, or require major capital expenditure in lieu of retirement, their capacity is removed from the Heritage Pool. [3: 3.1.3]

During its discussions on the Heritage Pool, the MDC focused on two current NB Power plants facing major capital expenditures. NB Power is in the process of applying for approvals for conversion of Coleson Cove and refurbishment of Point Lepreau. The MDC discussed the implications of whether one, both, or neither of these plants would be included in the Heritage Pool if these major capital expenditures are incurred.

Since the Coleson Cove expenditure is not considered to be in lieu of retirement, it would be included in the Heritage Pool under the definition in Recommendation 4-35 above. At issue, therefore, is Point Lepreau.

The following recommendation is consistent with the expectation that the Minister will review the New Brunswick market, and will be able to decide in the future whether or not to include specific assets in the Heritage Pool.

Recommendation 4-36. The MDC recommends that the Minister decide prior to a commitment for refurbishment of Point Lepreau in lieu of retirement whether it will be included or excluded from the Heritage Pool.[3: 2.1.2]

Another alternative discussed was the removal of a specified amount of assets from the Heritage Pool. The amount removed and the timing could be linked to an expected physical event, like the refurbishment of Point Lepreau. The MDC suggested that, if Point Lepreau is included in the Heritage Pool after refurbishment, the Minister consider decreasing the Heritage Pool by a fixed amount that is close to the capacity of Point Lepreau. This would help to promote a competitive electricity market in New Brunswick. For example, the Minister could consider reducing the Heritage Pool by 200 MW every other year for six years, to reach a total reduction of 600 MW.

4.4 Terms of the Heritage Pool Vesting Contract

Figure 1 shows that the vehicle for the delivery of the Heritage Pool supply to the SOS supplier is a vesting contract. The Vesting Contract will be between NB Power Genco and the SOS supplier.

The MDC discussed three aspects of the Vesting Contract: whether the SOS supplier has an option or an obligation for the Heritage Pool amount, what is the disposition of any capability in excess of the in-province load, and prices for supply under the contract.

4.4.1 Obligation of the SOS Supplier

The risk could all be placed on the SOS supplier by making the Vesting Contract take or pay. On the other hand, the contract could specify the Heritage Pool amount as an option. To protect the owner of the assets, the SOS supplier should be subject to the same exit fee requirement as other customers.

After some discussion, the MDC decided that the generator would have the risk of low demand, while the SOS supplier is responsible for stranded costs it causes. It approved the following recommendations, which treat the SOS supplier in a way consistent with other contestable customers.

Recommendation 4-37. The MDC recommends that a Vesting Contract be put in place between NB Power Genco and the SOS supplier. Such a contract will specify that the SOS supplier has an option to acquire supply from the Heritage Pool assets up to their defined capability.[3: 2.1.3]

Recommendation 4-38. The MDC recommends that the obligation on the SOS supplier to take power from the Heritage Pool assets is the same as that on any other contestable customer; it pays an exit fee if it creates stranded costs.[3: 2.1.3]

4.4.2 Disposition of Excess Supply from the Heritage Pool

The SOS supplier is not expected always to need the full amount of supply available from the Heritage Pool. The Heritage Pool amount is in excess of anticipated demand for at least the first years of the market. The Vesting Contract does not obligate the SOS supplier to take the full amount of Heritage Pool supply. Current practice is to sell such surplus supply in adjacent markets. Figure 1 shows that power from the Heritage Pool in excess of needs under the Vesting Contract is returned to NB Power Genco for sale in the competitive market.

The MDC adopted the following recommendation to make clear that it recommends that NB Power Genco could continue to sell surplus supply.

Recommendation 4-39. The MDC recommends that any amount of supply from the Heritage Pool assets which is in excess of current SOS supplier needs can be sold by NB Power Genco in the market. [3: 2.1.3]

4.4.3 Pricing the Vesting Contract

Recommendation 4-33 gives the Minister the responsibility for pricing the Heritage Pool amount under the Vesting Contract. The MDC decided that an incentive-based form of regulation would be appropriate for pricing the Vesting Contract.

Such an approach would set changes in price according to a formula. The formula would take into account the impact of fuel price changes on generation costs, the general rate of input price increases for other resources used in generation (labor, other materials, etc.), and an incentive to improve productivity. The resulting price formula would be similar to the Performance Based Regulation formula currently being widely applied for regulated wires (transmission, distribution) utilities in competitive markets.

If there is to be a form of performance-based pricing for the Vesting Contract amounts, some entity must be responsible for monitoring its administration. As with the initial pricing, the MDC felt that the government must monitor and control these prices directly on an ongoing basis. The Committee did not expect that such monitoring would impose an undue burden on either the government or NB Power Genco.

These decisions are reflected in the following recommendation.

Recommendation 4-40. The MDC recommends that the Vesting Contract price for supply from NB Power Genco to the SOS supplier, beyond the initial price set by the Minister, be under a form of incentive regulation (similar to performance-based

regulation), to be administered by the Minister, for changes after the initial period.[3: 2.1.4]

The *White Paper* says that "The Province will direct the Crown utility to produce and file time-of-use rates with the Board [PUB] by autumn 2002."[12] Since in the initial years at least the Vesting Contract will likely supply a large fraction of their total needs, the distributors would have difficulty arriving at a cost base for time-of-use pricing unless the Vesting Contract is priced on a time-of-use (or at least seasonal) basis. To encourage that kind of pricing, the MDC adopted the following recommendation.

Recommendation 4-41. The MDC recommends that the Vesting Contract consider time-of-use pricing.[3: 2.1.4]

The MDC also noted the *White Paper* commitment to time-of-use pricing for retail customers, and adopted a recommendation relating to time-of-use pricing for the SOS supply.

Recommendation 4-42. The MDC recommends that SOS supply adopt an option to the customer for time-of-use pricing as soon as the supply under the Vesting Contract is priced on that basis.[3: 2.1.5]

4.5 Other Conditions of SOS Supply

4.5.1 SOS Duration and Rate Structure

Recommendation 4-33 implies that some form of standard offer supply will be available indefinitely. The vehicle for SOS supply at the start of the market will be the Vesting Contract between NB Power Genco and the SOS supplier. The SOS supplier will have one source of supply at first, but will have multiple sources as soon as load growth or asset removal from the Heritage Pool leads to the need for new supply.

Supply from the SOS supplier to its customers will be regulated, as specified in the *White Paper*. The MDC recommended that the SOS supply be offered at regulated rates based on the blended cost of providing the service. The blending refers to the combination of supply from the Heritage Pool and from the results of a request for proposal (RFP) processes undertaken by the SOS supplier.

The MDC noted that the SOS rates should be carefully designed. They should reflect the conditions of cost to the SOS supplier, including the costs of acquiring the reserve capacity required under the MDC's Phase 2 reliability recommendation.

The rates for such supply will be proposed by the SOS supplier and approved by the PUB. For that reason, the MDC did not make any specific recommendations on this matter.

---

[12] *White Paper*, pg. 54.

4.5.2 Splitting Supply Sources

The MDC discussed whether or not to allow contestable customers to choose whatever portion of competitive supply and SOS supply best meets their needs.

Forcing contestable customers either to stay on SOS supply or go off it deters the customer from abusing the fixed-price SOS supply by switching frequently between it and competitive supply. It also simplifies billing. Finally, allowing split supply could create a burden for the SOS supplier by forcing it to supply only at the peak period, when generation is the most expensive.

On the other hand, there are several advantages to allowing contestable customers to split their supply sources. The most important of these is that not allowing split supply could become a serious deterrent to the development of competitive supply sources.

On balance, the MDC felt that not allowing eligible customers to split supply would inhibit the development of a competitive market, so it adopted the following recommendation.

Recommendation 4-43. The MDC recommends that contestable customers be able to procure both energy and capacity supply from the SOS provider, from the competitive market, or from any mix of these sources.[3: 2.1.6]

4.5.3 Leaving from and Returning to SOS Supply

When a customer leaves SOS supply, it may create conditions of stranded costs or stranded benefits. Under the principle of user pays, the *White Paper* states that the departing customer would pay as an exit fee any costs it imposes on the system.[13]

The SOS supplier is obligated to be able to supply all the needs of its customers. That obligation extends to growth in demand from old customers and to new customers. At issue is whether customers who had left should be able to return to SOS supply and if so should they be treated differently from other customers.

A policy that permits customers to exit and re-enter SOS supply can impose a burden on the SOS supplier because they are likely to leave when SOS prices are high and to return to SOS supply when SOS prices are below market.

One area of cost for the SOS supplier is the demand uncertainty. The supplier could carry enough capacity to serve returning load, and risk having an excess. Or, the supplier could not carry enough capacity, and risk a shortfall if the contestable loads return. Further, letting customers freely leave and return creates the risk that the SOS

---

[13] The *White Paper* also asked the MDC to consider exit fees or other appropriate mechanism to recover these costs.

supplier will have insufficient capacity at times of high demand (and therefore high prices in the competitive market) and excess capacity at times of low demand (and therefore low prices in the competitive market).

These costs, associated with the right of customers to return to SOS supply, will be carried either by the owner of NB Genco (the Province) and thus paid for by taxpayers, or reflected in the Vesting Contract rates and thus included in the rates for SOS supply. The latter imposes a cost on those that choose not to leave standard offer, and on those that do not have an opportunity to leave. The imposition of this cost is inconsistent with the *White Paper* objective to "entitle all customers that do not select a competitive supplier to standard offer service under regulated prices and terms that are consistent with the service they now obtain."

The customer who leaves SOS supply should have left other SOS customers effectively neutral. If there is an appropriate structure in place to make exiting neutral, then there is no particular reason to treat returning customers differently from other new SOS customers.

Having the right to leave from and return to SOS supply too freely could create a problem of cost shifting, however. Even if they are based on time-of-use, the prices of the SOS supply are not likely fully to reflect variance in cost of generation over a year. A customer that could switch without penalty at any time could exploit the difference between the relatively fixed SOS price and the variable market price. One way to prevent it would be to restrict frequent switching between SOS and competitive supply.

Balancing these considerations, the MDC approved the following recommendations.

Recommendation 4-44. The MDC recommends that any new customer who wants to obtain SOS supply can do so under the same conditions as existing SOS customers.[3: 2.1.7]

Recommendation 4-45. The MDC recommends that a load leaving SOS is not eligible to receive service from the SOS supplier for 12 months. The SOS supplier has an obligation to supply any contestable customer that has left SOS for at least 12 months.

The principles for the provision of this service are:

- ***The pricing for this service should prevent cost shifting between existing SOS customers and returning customers;***
- ***The terms of this power supply agreement will be negotiated with the SOS supplier;***
- ***The price for this service should be based on the SOS supplier's cost; and***
- ***The SOS supplier's pricing for this service should be subject to regulatory review.[3: 2.1.7]***

4.6 Acquisition of Supply by the SOS Supplier

4.6.1 The RFP Process

Recommendation 4-33 specifies that the SOS supplier is required to use an RFP process for acquisition of supply beyond the Heritage Pool amount. The MDC was concerned for several reasons to ensure that the RFP process is open and fair. This concern is especially important if the SOS supplier is affiliated with a generator. It is also important to help prospective suppliers be confident that they have an equal opportunity to compete to supply the SOS supplier.

The Committee considered recommending specific processes for the acquisition of supply. All such mechanisms carried risks. Therefore, the Committee felt that it was inappropriate to prescribe guidelines regarding SOS supplier contracting practices.[14] Rather than stipulate the terms and conditions of such competitive supply processes, the MDC decided to delegate responsibility to the PUB.

Recommendation 4-46. The MDC recommends that the PUB be given authority to approve the SOS supplier's process and procedures with respect to RFPs for power supply for SOS. In doing so, the PUB will apply criteria of fairness and transparency. [3: 3.3.2]

Recommendation 4-47. The MDC recommends that the PUB be given authority to hear complaints regarding the process, procedures and content of the RFPs for power supply for SOS. [3: 3.3.2]

The MDC also discussed whether to limit NB Power's participation in any long term RFP process to limit its market power and promote competitive entry. Many members felt that preventing NB Power from participating could limit a lower cost supplier. Furthermore, there was a concern that at a minimum NB Power should have a role as "builder of last resort" to ensure the adequacy of supply for New Brunswick customers. Reflecting these concerns the MDC made the following recommendation.

Recommendation 4-48. The MDC recommends that NB Power Genco be required to offer capacity and/or energy in response to an RFP by the SOS supplier.[3: 3.3.2]

4.6.2 Offers to the SOS Supplier

At times other than when an RFP is issued, generators or other market participants may want to offer supply to the SOS supplier. The MDC felt that there should be no barrier to such an offer. The MDC therefore approved the following recommendation.

---

[14] A decision to establish purchase guidelines would have been inconsistent with a subsequent decision by the MDC that the SOS service provider would have to bear all stranded cost risks for resources purchase commitments other than the Heritage Pool.

Recommendation 4-49. The MDC recommends that, at any time, any market participant can offer to the SOS supplier to supply energy or capacity to meet its SOS requirements.[3: 2.1.8]

5 REGULATOR ROLES AND RESPONSIBILITIES

The Board of Commissioners of Public Utilities (PUB) would have several responsibilities under the market design as recommended by the MDC. Many of these are contained in recommendations in previous and subsequent sections of this Final Report. In addition, the Committee established a working group to review the various other issues that the PUB may have to address as a result of the market structure reforms being evaluated. Issues addressed by the Working Group are reported in this section.

The issues discussed by the Working Group and MDC include the PUB's role with respect to: (1) overseeing the System Operator; (2) performing a market power surveillance and mitigation function; (3) licensing of various market participants, (4) overseeing distribution company rates and the establishment of avoided costs for distribution utilities that have power purchase obligations for embedded generation, and (5) approving new transmission investments. Each of these issues is reviewed below.

The MDC agreed that its proper role with respect to providing guidance on PUB roles and responsibilities generally is to outline the areas of PUB responsibility. However, in a number of areas the MDC believed that it was appropriate to recommend policies to the PUB given the importance of the issue in promoting the MDC's objectives for the New Brunswick market. In addition, the MDC endorsed the *White Paper's* objectives of increasing the administrative efficiency of regulation.

5.1 Oversight of the System Operator

In the Second Interim Report, the MDC made a number of formal recommendations regarding the System Operator that established responsibilities for the PUB. First of all, the PUB was identified as a court of last appeal regarding market rule changes. To carry out these responsibilities the PUB needs authority to serve in this manner and the System Operator must be required to file market rule changes with the PUB. The following two recommendations address these two requirements.

Recommendation 5-50. The MDC recommends that the PUB be given the authority to hear complaints regarding market rules changes upon a complaint filed by a market participant. [3: 4.1]

Recommendation 5-51. The MDC recommends that the System Operator be required to file, for informational purposes, market rule amendments with the PUB.[3: 4.1]

The PUB also needs authority to oversee the independent audit of the System Operator with regards to the application of the market rules and tariffs. It could also require authority to oversee the System Operator's code of conduct and fees. To enable the PUB to fulfill these various responsibilities, the MDC approved the following recommendation.

Recommendation 5-52. The MDC recommends that the PUB be given authority to oversee the System Operator's compliance with the market rules and the tariffs that it administers. This will include the ability to commission an independent audit regarding the System Operator's application of market rules and tariffs. The PUB will approve the System Operator's code of conduct and any fees that may be levied by the System Operator. [3: 4.1]

5.2 Market Power Surveillance

The *White Paper* indicates that "the Province will give the Board the authority to monitor the competitiveness of the wholesale market and ensure that the Crown utility is unable to exercise market power. This role is likely to be in coordination with the Competition Bureau and the System Operator who will have the real-time data necessary to oversee the behaviour of market participants."[17]

There are two distinct, but related, functions to be considered. The System Operator has responsibilities to evaluate the performance of the wholesale market; the PUB has responsibilities for a market power surveillance monitoring function. As indicated in the *White Paper*, the PUB's role with respect to these responsibilities is likely to involve overlap between the System Operator and the Competition Bureau.[18]

The PUB's clear role here is in monitoring for the abuse of market power. In this case, the MDC limited its focus to recommending that the PUB be given that authority. This recommendation is presented below.

Recommendation 5-53. The MDC recommends that the PUB be given authority to monitor for the abuse of market power and take any necessary actions required to prevent or mitigate the abuse of market power. This includes the authority to:

- ***direct the Market Advisory Committee and System Operator to make changes in market rules to address market power abuses;***
- ***impose license conditions;***
- ***issue administrative penalties;***
- ***suspend or revoke a license; and***
- ***advise the Minister regarding necessary structural changes to promote the competitiveness of the market.[3: 4.2]***

---

[17] *White Paper*, pg. 28.

[18] A possible model for how these three entities might share these responsibilities is provided by Ontario.

5.5 Licensing

In other markets, licenses have been used as part of the overall regulatory framework to bind licensees to the various Codes, Regulations and Acts that constrain the behavior of market participants. Given that the transmission company will be subject to regulation by the PUB, distributors are publicly owned, and retail competition is limited to large industrial customers, the MDC questioned the need for a formal licensing framework for all market participants. However, a license could provide a useful tool, as for example to discipline generators that are found to be abusing market power.[17] Therefore, the MDC recommended that the PUB should be given the authority to license market participants, to develop, suspend and revoke licenses, and to impose administrative penalties for violations of license conditions.

Rather than offer recommendations as to which market participants should be licensed, the MDC elected to recommend that the PUB be allowed to determine whether such licenses are necessary.

Recommendation 5-58. The MDC recommends that the PUB be given authority to develop, issue, suspend and revoke licenses for market participants where it considers it to be in the public interest. In addition, the MDC recommends that the PUB be given authority to establish administrative penalties for licensees that violate the conditions of their license. In determining whether to require a license the PUB shall consider the nature of the entity and the degree to which they are regulated.[5: 4.3]

5.6 Rate Regulation

Another potential role and responsibility for the PUB is in rate regulation. The MDC considered recommendations on two rate regulation issues: (1) PUB oversight regarding distribution company rates and the charges passed through to end-use customers, and (2) PUB oversight regarding avoided costs that would be paid to generators that are embedded within the distribution system. Each is discussed below.

5.6.1 Regulation of Distribution Company Rates

The *White Paper* provided guidance regarding the PUB's role with respect to the regulation of the distribution utilities. It attempted to balance customer protection interests and concerns with the desire to avoid regulatory oversight that was not warranted. The *White Paper* says:

---

[17]The System Operator could prevent the generator from participating in the market. However, this may not possible without imperiling system reliability.

> *As a result of allowing the wholesale power price paid by the municipal electric utilities to be determined by the competitive market, there will be no means to assess whether the rates charged to customers are reasonable. In addition, with power purchased in the competitive market, these distribution utilities will be subject to market risks. To address these issues, the Province will require distribution electric utilities to file their rates and all long-term contracts with the PUB. The PUB may initiate an investigation of these rates or long-term contracts based on a complaint from a customer or of its own accord.*[40]

The municipal utilities note that they are already subject to a form of regulation under the *Municipalities Act* administered by the Department of Environment and Local Government. The MDC agreed that regulation and oversight by two different provincial agencies is undesirable. However, it felt that after the market reforms, regulation by the PUB may better serve customer protection objectives. The MDC adopted the following recommendation:

Recommendation 5-55. The MDC recommends that the Province undertake to evaluate the appropriateness of the existing form of regulation of electric distribution companies and to make changes if appropriate.[S: 6.8.1]

A second issue the MDC discussed was the role and form of performance-based regulation (PBR) for use by the PUB. The *White Paper* says "the Province will direct the PUB to adopt a light-handed, performance-based method of regulation."[41] How PBR is implemented is not fundamental to the objectives of the MDC. The MDC resolved to recognize that the PUB would establish its own procedures and standards. The Committee decided not to make a formal recommendation on PBR.

5.8.2 Regulation of Avoided Costs

To help eliminate barriers to the development of embedded generation, the MDC recommended that the price paid by distribution utilities for power purchases from embedded generators should be based on the distribution utility's avoided cost. The MDC "allows that it is appropriate to have the PUB approve these avoided costs and make the following recommendation.

---

[40] *White Paper*, pg. 31

[41] *White Paper*, pg. 29

Recommendation 5-9a: The MMC recommends that the PUB be given authority to approve the rates paid by distribution utilities to embedded generators. This shall be based on the avoided cost of the distribution utilities. Avoided cost will be defined by the PUB and can include, but not be limited to, power supply costs, reduced losses and transmission charges.[5: 6 & 7]

5.5 Approving New Transmission Investment

The PUB currently has no legislative authority to review transmission facility applications. The System Operator has the responsibility to cause new transmission to be built for transmission system adequacy and overall system economics. The MMC discussed oversight of the System Operator and the appropriate role of the PUB in overseeing transmission system expansion.

The MMC made no recommendations in this area. It did recognize that if there is a review, it would be appropriate to have a size threshold for the PUB's review of transmission facilities given the costs of a full panel review. Furthermore, the scope of the review is likely to vary depending on the process that is used to determine who builds the facilities.

6 TRANSMISSION ISSUES

The transmission system is central to the operation of any electricity supply system. It is even more crucial in a competitive electricity market, because it is the essential connection between the buyer and the seller. Without open and equal access to the transmission system for all market participants, it is extremely difficult to create a competitive market.

Transmission capacity also affects the size of the market. With no transmission connections, the market would be restricted to New Brunswick alone. With interties, electricity customers in New Brunswick can have access to competitive suppliers from a much wider area.

The level of transmission capacity is an important determinant of the capacity of an electricity supply system to support competitive transactions. The MDC found that the New Brunswick transmission system is very robust under the current conditions of supply and demand locations, and its configuration can support other modes of operation.

The MDC received and discussed Issues Paper #6: Congestion Management (issues dealing with transmission issues) and Issues Paper #12: Transmission Grid Metering (dealing with metering issues).

The MDC did not make any recommendations with respect to the overall design of transmission tariffs. Issues with respect to transmission system expansion were dealt with in connection with the roles and responsibilities of the System Operator and the PUB.

6.1 Transmission System Access

The MDC recognizes the importance to the bilateral contract market of open, non-discriminatory access to the transmission system. FERC Order 888 set out what were then (1996) viewed as minimum conditions for open access, including an Open Access Transmission Tariff (OATT). The MDC also recognizes that NB Power is developing a FERC compatible OATT. The MDC believes that adopting a FERC compatible OATT will set a minimum standard for open access and clarity in New Brunswick.

Recommendation 6.17: The MDC recommends that the transmission system will provide open, equal non-discriminatory access to all eligible market participants under terms and conditions compatible with FERC Orders 888 and 889. The System Operator will have an Open Access Transmission Tariff (OATT) for network and point-to-point service covering transmission service within the province, into the province, out of the province, and through the province. The PUB shall approve the OATT [illegible]

The White Paper says that the PUB will be given authority to approve transmission tariffs and tolls. The MDC agrees that it should have that authority.

Recommendation 6-38. The MDC recommends that legislation to give the PUB authority to approve transmission tariffs and tolls should be put into place in a timely fashion. [1: 3.3.4]

6.2 Congestion Management

Congestion management issues fall into two related categories: how to handle congestion physically (that is, how to re-dispatch the system to deal with congestion) and how to recover the additional costs congestion imposes on the electricity supply system. The solution adopted for one of these categories can imply or preclude some possible solutions for the other.

The MDC has heard that there is very little transmission congestion within New Brunswick at the present time. However, a competitive market can change the dispatch and stress the transmission system in different ways than when it is under a vertically integrated monopoly.

6.2.1 Physical Congestion Management

By definition, congestion occurs when the transmission system cannot accommodate all the scheduled transactions. That normally implies that cheaper generation cannot be scheduled because it cannot reach load. The result must be some physical re-dispatch of the system, adding more expensive generation and increasing generation costs for the electricity supply system as a whole.

The System Operator will re-dispatch according to some set of rules or protocols agreed in advance. The rules can either be based on a least-cost objective, or they can reflect some pre-stated set of priorities. Whatever rules are used, congestion places additional costs on the electricity supply system. The additional costs must be paid. The models of physical management affect the choice of payment methodology, and vice versa, but they do not determine it uniquely.

6.2.2 Congestion on the Interties

The MDC heard that, although congestion inside New Brunswick is expected to be low, the interties between New Brunswick and neighboring jurisdictions, especially those between New Brunswick and New England, are expected to be congested frequently.

6.2.3 Managing Congestion Financially

The two alternatives for financial management of congestion are to spread the costs among all electricity customers or to link the costs to the locus of congestion. The MDC heard descriptions of methods to accomplish both alternatives. The choice of the bilateral contract market model precluded location based marginal pricing (LBMP), which is one method of linking the cost of congestion to its locus.

Because there is little congestion now, in-province load bears very little congestion costs. If transmission rights are created to manage congestion in the competitive market, existing in-province load would be "grandfathered", that is, granted rights sufficient to prevent it from paying increased congestion costs.

6.2.4 Congestion Management Model

The MDC considered congestion management approaches and adopted one that resolved many of the congestion management issues in a way that would facilitate a bilateral contract market without creating excessive administrative costs. The approach is contained in the following recommendations.

Recommendation 6-59. The MDC recommends the following resolutions pertaining to the management of transmission congestion inside New Brunswick:

- ***That the System Operator use price and dispatchable capacity information to redispatch the system to mitigate congestion;***
- ***That to enable this redispatch to be performed suppliers with dispatchable capacity be required to provide dispatch up and dispatch down prices and load be able to nominate dispatch up and down prices;***
- ***That a local market power mitigation framework be put in place to limit the exercise of market power for generators that are required to be dispatched up and down;***
- ***That the System Operator settle congestion transactions by***
  - ***Paying for dispatch up energy***
  - ***Billing for dispatch down energy***
  - ***Accumulating net congestion costs[1: 5.1.4].***

Recommendation 6-60. The MDC recommends that the PUB approve a mechanism incorporating the following principles for the recovery of congestion costs:

- ***That congestion costs be allocated to transactions on a load share basis in a timely manner, e.g., monthly;***
- ***That information regarding congestion costs in New Brunswick be collected and made publicly available to enable informed decisions regarding congestion costs to be made;***
- ***That congestion costs within New Brunswick be periodically assessed by the System Operator and reviewed by a stakeholder committee;***

- *That the System Operator and/or stakeholder committee can recommend modifications to the congestion management mechanism and that such changes should be subject to the approval of the PUB;*
- *That congestion redispatch cost allocation be allowed to migrate as it becomes material, appropriate and feasible to a congestion management approach that allocates congestion costs to those transactions that cause congestion. In-province loads and existing contracts will receive rights to avoid congestion on pre-existing transmission facilities.[1: 5.1.4]*

Recommendation 6-61. The MDC recommends that management of transmission congestion at interconnections with external systems be done in a manner consistent with FERC principles, as currently described in FERC Order 888.[1: 5.1.4]

6.3 Metering

Metering is fundamental to the settlement of all energy flows and some of the ancillary services. All parties must therefore have a high degree of confidence in its accuracy, reliability, and data integrity.

In the New Brunswick bilateral contract market, more transactions will require billing, which means they will require metering, than under the current regime.

6.3.1 Types of Metering

Metering in New Brunswick was designed to meet the needs of the electricity supply system. It therefore has revenue-quality interval meters for interconnection points and for all large industrial customers. Other connection points generally do not need interval meters.

The table below shows the present deployment of meters in New Brunswick.

	Meter Points	*Interval Meters*	*RQ** CT/PTs*	*MV-90****
Generation	34			
Control Area	12	7	7	7
Large Customers	50	50	50	50
Municipal Loads*	29	1	29	1
NB Power Loads	240	32		
Total	***365***	***90***	***86***	***58***

* Excluding meters on distribution feeders that are not transmission withdrawal points.

** RQ = Revenue Quality. CT = Current Transformer. PT = Potential Transformer. Full definitions in Glossary.

*** MV-90 is computer software that facilitates collection, validation and editing of interval metering data.

After the New Brunswick market is restructured, charge determinants for transmission and ancillary services will change. Also, as recommended for SOS, energy supply will have a more time-of-use orientation. Therefore, the present state of metering may not be adequate.

The MDC discussed possible schedules for upgrading meters. Since major meter upgrades are not required for the basic market, the MDC did not feel that the technical considerations warranted recommending an accelerated upgrade. Also, Recommendation 3-9 says that the System Operator have the authority to set metering requirements.

In light of these considerations, the MDC made the following recommendation.

Recommendation 6-62. The MDC recommends that, consistent with its responsibility to set metering requirements, the System Operator be empowered to determine when new or upgraded meters are required, and instruct the transmission owner(s) to install them.[3: 5.1.1]

6.3.2 Meter Ownership and Meter Service Provision

In some competitive electricity markets, meter ownership and meter service provision are competitive. The MDC did not feel that such an approach would be appropriate in New Brunswick.

Current practice in New Brunswick is that the NB Power Transmission Business Unit owns the meters for connection to wholesale customers. Generators are responsible for the cost of providing meters at their connection points to the transmission system. The MDC decided to continue this practice.

The MDC therefore adopted the following recommendations.

Recommendation 6-63. The MDC recommends that the transmission owner(s) own all meters at injection and withdrawal points from the grid.

- ***Transmission owner(s) will act as "meter data service" provider***
  - ***Maintain meters***
  - ***Responsible for meter data security***
- ***Transmission owner(s) will give the data to the System Operator for use in billing and settlement***
- ***The transmission owners' costs will be included in the transmission tariff.[3: 5.1.2]***

Recommendation 6-64. The MDC recommends that all meters for generation or other injection points to the grid be paid for by the generator.[3: 5.1.2]

6.3.3 Metering Data Control and Confidentiality

Ownership and control of metering data can be a sensitive issue. For many customers, metering data is commercially sensitive. Meter data must be available for billing, including energy, transmission and ancillary services charges, and for use by the System Operator for system planning and for system reliability assessment. To perform these functions, the System Operator[20] needs the meter data. Either the System Operator or the transmission owner may also be subject to data requests from government agencies, including the PUB.

If the transmission owner and the System Operator are both part of a functionally unbundled NB Power Transco, still affiliated with the generation owner, customers will want assurance that their individual metering data will not be transferred, without their permission, between parts of the overall corporation.

NB Power is developing an OATT which will contain a code of conduct governing these aspects of data sharing. This code of conduct should prevent inappropriate data sharing across competitive and non-competitive arms of the company. The MDC therefore adopted the following recommendation.

Recommendation 6-65. The MDC recommends that there be appropriate codes of conduct for the unbundled parts of NB Power:

- ***The Codes of Conduct will be approved by the PUB;***
- ***The Codes of Conduct will prevent inappropriate data sharing; and***
- ***The Codes of Conduct should ensure that NB Power Genco gets no competitive advantage over other competitive suppliers from its affiliation with NB Power Transco and Disco.[3: 5.2]***

In addition to assurance that data will not be inappropriately transferred within NB Power, the customer must have effective control of the use of its individual data. Consistent with this position, and with the understanding that the agencies in possession of the data must make legitimate use of it in addition to their role in billing and settlement, the MDC made the following recommendations.

Recommendation 6-66. The MDC recommends that customers have authority over release of meter data pertaining to their own electricity use:

- ***NB Power Transco can only disclose individual customer's metering data to third parties other than the System Operator with the customer's permission;***

---

[20] At the start of the market, under the MDC recommendations, the System Operator will be part of the functionally unbundled transmission operation of NB Power. The MDC regards this as a transitional arrangement and therefore, with respect to metering, a distinction is made between the transmission owner and the System Operator.

- ***The System Operator can use the data to fulfill its responsibilities, but cannot disclose individual customer's metering data to third parties other than for billing and settlement purposes;***
- ***NB Power Transco must provide data to prospective suppliers for purpose of preparing proposals, when directed to do so by the customer;***
- ***NB Power Genco should be treated as a prospective supplier to ensure a level playing field; and***
- ***NB Power Transco, Disco and Genco Codes of Conduct will ensure no inappropriate data sharing.[3: 5.2]***

6.4 Charge Determinants for Tariffs and Ancillary Services Charges

The *White Paper* directed the MDC to "review and make recommendations on the role and treatment of small-scale, on-site electricity generation".[21] The MDC's consideration of these issues related both to how transmission and ancillary services would be assessed and to how generators embedded in distribution systems would be treated. This section deals with self-generators generally; section 8.1 of this Report deals with embedded generators.

6.4.1 Charge Determinants for Self-Generators

Self-generation is the production of electricity by the ultimate end user. Self-generation usually occurs on the same site as the use of the electricity. Many self-generation applications are able to utilize both the electricity and the waste heat produced in the electricity generation process. The heat can be used in other process applications. The self-generation is also cogeneration in such applications[22].

Loads pay transmission tariffs and ancillary services charges. However, self-generators have aspects of both load and generation. They are generators when they are selling excess energy; they are loads when they are buying all or part of their requirements. When they are running, connected self-generators can still use services from the grid, both transmission and ancillary services. At issue is the charge determinant for ancillary services and transmission tariffs.

One form of charging is called net load billing. Under it, to the extent that it is meeting its own electricity needs, the self-generator would pay ancillary services charges and transmission tariffs only on its total load net of its own generation.

However, the self-generator is most likely using some ancillary and transmission services from the grid (automatic generation control and reserve backup). An alternative charge determinant therefore is gross load billing. Under it, self-generators would pay for

---

[21] *White Paper*, pg. 60

[22] Cogeneration is the simultaneous production of electricity and useful heat energy.

ancillary services based on their total peak load, whether or not it was being met by their own generation.

Another dimension to the charge determinant is the time interval over which net load is measured. The longer the time interval, the closer net load billing comes to gross load, because the chances are higher that at some time the self-generation facility will not be running.

The MDC had several discussions on which of these charge determinants to recommend. The advantages of net load billing are that it helps avoid rate shock to self-generators, it is administratively and physically simple (it does not require two meters), and it does not charge self-generators for services when they are not using them. The advantages of gross load billing are that it is consistent with charging customers for the costs they impose on the system, assuming that the use of the ancillary services by self-generators does impose costs.

In its discussion, the Committee noted that using net load billing with a monthly non-coincident peak charge determinant would likely result in total charges close to those of gross load billing if the self-generator is out of service at least once a month for a significant number of months in a given year.

The *White Paper* said that the PUB shall approve charges for ancillary services. Normally, the decision on net vs. gross billing would be made by the regulator after a public process to review the costs, revenues and benefits associated with each method. In this case, the MDC considers it is important to send a strong signal to encourage the expansion of existing self-generation and the development of new self-generation. Therefore, the MDC adopted the following recommendation.

Recommendation 6-67. The MDC recommends that the tariff design approved by the PUB provide that self-generators connected to the transmission system pay for ancillary services on the basis of monthly net non-coincident peak demand.[2: 6.2.3]

The Committee then discussed whether the charge determinant for transmission tariffs should be the same as that for ancillary services. For many of the same reasons as for ancillary services charges, the MDC adopted the following recommendation.

Recommendation 6-68. The MDC recommends that the transmission tariff approved by the PUB provide that self-generators choosing network service will be charged for transmission service on the basis of their monthly net non-coincident peak demand.[2: 6.2.3]

6.4.2 Self-Generator Rate Shock

Recommendations 6-67 and 6-68 represent a significant change from the current treatment of self-generators. Under current practice, self-generators connected to the transmission system do not pay explicitly for either ancillary services or transmission tariffs. Instead, they can contract for interruptible supply from NB Power as a backup.

The reservation price is time-differentiated: $3/MWh. off-peak and $9/MWh. on-peak. If the customers need to use the backup supply, they pay only incremental costs for the energy (not its opportunity, or export, value).

The *White Paper* directed the MDC to look for ways to avoid rate shock for existing self-generators. It also stated that existing and new self-generators should be treated equally, although it implied that avoiding rate shock might require unequal treatment for a phase-in period.[23]

The MDC acknowledged that Recommendations 6-67 and 6-68 could still create a significant rate shock for self-generators. Calculation showed that this rate shock could be as much as $670,000 per year for a typical 20 MW generator. This amount would be mitigated if the self-generator provided ancillary services either to itself or for sale to the grid. Members of the Committee stated that these amounts would constitute a significant rate shock to existing self-generators and a barrier to entry of new ones. For the existing self-generators, they suggested phasing in the transmission and ancillary services charges, as indicated in the *White Paper*.

In discussing this issue, the self-generators noted another problem. They currently buy interruptible supply from NB Power. By the terms of this supply, these customers are not taking backup services; their commitment to NB Power as a condition of receiving interruptible service is that they agree to reduce their load whenever they are notified. Since they are not receiving backup services, it can be argued that they should not be paying for them.

The Committee noted that ancillary services and transmission charges for self-generators is a complex issue. The actual impact on specific self-generators will depend on the kind of service they now receive, on their own operating characteristics, and on the decisions they may take in response to tariff changes. The Committee also noted that these tariff rates would be set in the tariff as constructed and filed by the responsible parties.

To give guidance to that process, the MDC adopted the following recommendation.

Recommendation 6-69. The MDC recommends that the design of the transmission tariff seek to mitigate potential rate shock to self-generators.[3: 5.3]

The Committee expects that the design will consider the suggestions above with respect to phasing in the transmission tariffs and ancillary services charges, and with respect to ancillary service charges for interruptible loads.

---

[23] *White Paper*, pg. 23

6.4.3 Charge Determinants for Distribution Utilities with Embedded Generation

Generation connected at the distribution level is called embedded generation because it is embedded within a distribution utility. Generators connected at the distribution level cannot be bigger than 5 to 10 MW, given the size of the distribution facilities.

The issue of backup supply and net vs. gross load billing for embedded generation is similar to that for self-generation. The generation owner, and the host utility on its behalf, may look to the grid to provide transmission and backup services.

The alternative charge determinants for embedded generation are the same as those for self-generators: net load billing, gross load billing, or some alternative. The second issue is who benefits from reduced ancillary services charges and transmission tariffs if the charge determinant is less than gross load.

In consideration of additional difficulties associated with embedded generation, and being consistent with the decision with respect to generators connected directly to the transmission system, the MDC adopted the following recommendations.

Recommendation 6-70. The MDC recommends that the transmission tariff approved by the PUB provide that ancillary services charges to distribution utilities be based on monthly net non-coincident peak demand by delivery point.[2: 6.2.4]

Recommendation 6-71. The MDC recommends that the transmission tariff approved by the PUB provide that network service transmission charges to distribution utilities be based on monthly net non-coincident peak demand by delivery point.[2: 6.1.4]

6.5 Unbundling Transmission and Ancillary Services Charges

Customers who are eligible to choose alternative suppliers (contestable) customers have the SOS supply rates as their benchmark cost when they make decisions about alternative supply. To make that decision, the contestable customers will need to be able to separate the electricity supply component of their bills from transmission tariff and ancillary services charges.

Identifying the generation component of the customer bill directly may cause some difficulty, given the potentially mixed sources of the supply (SOS and market-based). The Committee noted that it would be sufficient to identify the regulated and unavoidable parts of the customer bill; the cost of supply could then be identified by subtraction.

To allow contestable customers to compare alternatives more easily, therefore, the MDC made the following recommendation.

Recommendation 6-72. The MDC recommends that bills to contestable customers separately identify the cost of transmission and ancillary services.[3: 2.1.5]

7 MARKET POWER ISSUES

7.1 Introduction

As a Crown utility with an obligation to serve, NB Power controls essentially all of the capacity in the New Brunswick power market, either through outright ownership or under long-term contract. The major sources of competitive power are New Brunswick's interties with Quebec, New England, and Nova Scotia. Consequently, NB Power's potential market power is a major issue.

Recognizing the challenge posed by ensuring a workably competitive wholesale power market, in the *White Paper* the Province directed the Market Design Committee to make recommendations for the mitigation of market power in the wholesale and large industrial retail electricity market such that the target implementation date can be achieved.

The MDC received and discussed a presentation on market power. Items discussed included definition and recognition of the presence of market power, and criteria for assessing the competitiveness of wholesale markets.

7.1.1 Defining Market Power

Market power is defined as the ability of a seller, or group of sellers acting in concert, to profitably maintain prices above competitive levels for a significant period of time.[28] Note that the focus is on the profitability of the price increase and the degree to which the price increase results in a significant increase in profits. The phrase "for a significant period of time" recognizes that if the price increase is transitory because competition quickly forces prices down, or and only for a relatively few hours of the year, then this increase in prices is not likely to enhance significantly the firm's profitability. In sum, when evaluating whether a firm is likely to possess market power one should evaluate the magnitude of the price increase and the period over which the price increase occurs.

Market power is of concern because it can, if exercised, impose costs on society. The exploitation of market power can significantly erode the consumer benefits that would be expected to result from the transition from regulated to competitive markets for electricity generation.

There are two general forms of market power: vertical and horizontal. Vertical market power can arise from the ownership or control of more than a single step in the production and delivery of a particular product. Vertical market power can be exercised to limit entry and to provide preferential treatment for affiliates. Horizontal market power can arise if a single entity or small group of entities owns or controls most of the

---

[28] U.S. Department of Justice (DOJ) and Federal Trade Commission (FTC), *Horizontal Merger Guidelines*, April 2, 1992.

productive resources at a particular level of production. Horizontal market power can be exploited to raise prices or create or maintain barriers to entry.

Given NB Power's position as vertically integrated utility serving the vast majority of New Brunswick, both forms of market power are of concern to the MDC.

7.1.2 Identifying the Presence of Market Power

Structural assessment of a market looks at the number and relative sizes of sellers. Recognizing that it is a screening device which should only be used as an indicator of the possible presence of market power, market share tests are commonly applied by various regulatory agencies.

The first step in evaluating the likely competitiveness of a market is to define the relevant market. There are two dimensions to defining a market. The first is the relevant product market. The second dimension is to define the market's geographic scope.

In the market being developed by the MDC, with ancillary services procured under contract by the System Operator, the relevant product market is electrical energy. The scope of the relevant New Brunswick geographic market is defined in terms of the locations of the various generators that can physically and economically access the market.

7.1.3 MDC Resolution on NB Power Activities

The MDC noted that the contestable market might offer too few contracting opportunities to attract competitive suppliers. The MDC also saw a possibility that, at market opening, NB Power would have so much of the potentially contestable market already tied up under long-term contracts as to forestall entry.

The MDC further expressed concern that NB Power might aggressively seek new contracts during the period leading up to market opening. It therefore passed a resolution indicating to the Minister its desire for maximum possible participation in the bilateral contract market, and its desire to constrain the behavior of New Brunswick Power.

Resolution 2. The MDC believes that there should be appropriate mechanisms to maximize the opportunity for wholesale and large industrial electricity customers to participate in the market at the time of market opening.

Furthermore, appropriate mechanisms should be in place to ensure that New Brunswick Power's behavior during the transition to market opening not impede effective operation of the electricity market after market opening.

7.2 Market Power Mitigation in the Bilateral Contract Market

Several issues with respect to mitigating market power could not be resolved until the NBDC completed its decisions on SOR supply. These decisions were critical to framing the market power mitigation requirements because NB Power Genco's SOR obligations represent a Vesting Contract. Committing NB Power Genco to provide the capacity and energy offered by the heritage assets for SOR reduces the need for additional market power mitigation strategies.

A number of elements of the market design being recommended by the NBDC limit the potential for the abuse of market power. These include (1) bilateral contract markets, (2) regulated ancillary services and (3) regulated SOR service.

Bilateral contract markets are less susceptible to market power abuse than real time markets because pricing decisions are made over significantly longer time frames. In a real time market where demand and supply are matched on an hourly basis, any supplier with resources that are required to satisfy demand at any given time has the ability to influence prices.

7.3 Regulated Ancillary Services

The second element of the New Brunswick market design recommended by the NBDC that serves to mitigate the exercise of market power is that ancillary service costs will regulated by the PUB, as specified in Recommendation 5-31.

Among the most important ancillary services for a generator in a bilateral contract market is balancing service to cover differences between scheduled and actual injections and withdrawals. Given the limited size of the New Brunswick market, prospective generators could be reluctant to participate if they believe that they could be exposed to significant risks as a result of uncompetitive imbalance charges.[27]

In Recommendation 5-30, the NBDC recommended that balancing service be provided through the transmission tariff with price ceilings and floors as necessary to protect participants. This final provision should provide the protection necessary to ensure that the pricing for balancing service does not become a barrier to entry for competitive suppliers.

7.4 Regulated SOR Service

In the Second Interim Report, the NBDC recommended that SOR be offered at rates based on the SOR supplier's bundled cost of providing this service. Therefore, if customers are allowed to return, SOR can represent a "safe harbor" from attempted market power

---

[27]Imbalance service is provided as an ancillary service under NB Power's transmission tariff. NB Power's existing imbalance charges are based on the NBEC pro forma tariff and price imbalance service as a penalty.

abuses in the retail market. The MDC's discussions and recommendations regarding this issue are discussed in Section 8.5 of this report.

Recognizing that a return right to SOS can be an effective market power mitigation strategy and reduces the perceived risks to customers of moving to the competitive market, and balancing against the possibility of shifting costs to other market participants, the MDC made the recommendations shown in Section 8.5.

7.8.1 Minimizing Barriers to Entry

If the objective is to promote the development of a competitive wholesale market in the long run the focus should be on minimizing undue barriers to entry. One requirement is that project developers be assured they can adequately manage development and operating risks.

One operating risk is ensuring that the generator can obtain access to a competitively priced supply to fulfill contract commitments when they are unable to do so. In the market as designed, market participants can split between competitive supply and SOS supply, and move towards SOS if the competitive supplier is unavailable. This provision carries some potential for abuse by competitive generators. There may be a need to establish performance criteria to limit a supplier's ability to have its customer be backstopped by the SOS supplier or to ensure that this backup service is only utilized when the competitive supplier's generating resources are unavailable.[59] These issues will need to be further considered in the market rules development process and by the SOS supplier in designing the terms and conditions for SOS. To make clear that an important element of SOS is backup service, the MDC made the following recommendation:

Recommendation 7.76: The MDC recommends that, until there is workable competition, the SOS supplier be required to provide back-up service regulated by the PUB. [8: 5.3]

7.8.2 Equal Opportunities to Provide SOS

Recommendations 8.46 and 8.47 help ensure prospective suppliers that the procurement process for SOS supply will be overseen by the regulator with a view towards making it fair and transparent. Recommendation 8.49 assures prospective suppliers that they can offer to the SOS supplier at any time. Because the SOS supplier may be affiliated with

---

[59] It is inappropriate to require the SOS service provider to provide backup service to a customer so that a competitive supplier can take advantage of more attractive market opportunities. Furthermore, for retailers and marketers that are not necessarily supplying a customer from a specific generating resource it would be reasonably impossible to tie access to this backstop service to generator performance criteria.

NR Power Grid plc will have the contractual commitment to provide supply from the Heritage Park 33/11 kV substation that prospective suppliers to connect that they have such an equal opportunity to compete to supply the EHV supplier.

One way to remove any possible bias by the EHV supplier towards its generation affiliate would be to prohibit NR Power Grid from expanding its HSS. This would also limit the degree of control of generation assets in New Brunswick. However, this recommendation is not specifically against NR Power Grid to respond to any HSS from the EHV supplier.

The final issue that the MEIC discussed pertained to ensuring a level playing field between NR Power Grid and competitors. A particular competitor is NR Power Grid could have a competitive advantage is using existing sites, where it can leverage off of the existing infrastructure, e.g. transmission facilities, cooling water, plant staffing and controls.

To level the playing field it was proposed that NR Power Grid be required to "pay" for this benefit, by essentially making an offsetting payment for these benefits to EHV customers. This would ensure that NR Power Grid's bids reflect the full cost of building the new project. Paying this credit to existing customers would ensure that they obtain that benefit. It could also support costs, if it were a commonly owning NR Power Grid's bid. However, there is no requirement that NR Power submit a cost-based bid and therefore, no way to ensure that NR Power would share the savings represented by these infrastructure benefits with customers. Mandating that NR Power Grid pay for these infrastructure benefits would ensure that EHV customers are compensated for this value and prevents NR Power from capturing this value. The MEIC elected to make no recommendations in this issue.

8 Environment and Renewables

A major goal of the New Brunswick Energy Policy is to protect and enhance the environment. To this end, the White Paper addresses such policies as green pricing, development of a provincial Climate Change Action Plan, promotion of alternative energy innovation and a commitment to long-term environmental sustainability.

Identification and evaluation of policies to improve environmental protection and enhancement in the electric industry is both facilitated and complicated by restructuring. Electricity market restructuring brings new rules, organizations, and strategies. Environmental considerations must be an important part of electricity restructuring. Restructuring can potentially contribute to achieving environmental policy objectives.

Total economic costs of low-impact technologies may be lower than those of conventional technology when environmental damage costs are considered.

The Market Design Committee had two basic modes of action with respect to environmental protection and enhancement.

The first was to ensure that its recommended market design and associated rules are consistent with policies for environmental protection and enhancement. The second was to explore ways to encourage the adoption of renewable and lower impact technologies. Consistent with this approach, the MDC included environmental protection and enhancement in the criteria it used to evaluate policy choices.

Discussion of encouraging lower impact technologies began with Issues Paper #9: Alternative Energy and Environmental Concerns. Issues Paper #8: Self Generation, Small Generation, and Embedded Generation Issues addressed issues of small, embedded and self generation, some of which are included in this section. The Committee formed an Environmental issues Working Group. The Working Group produced recommendations and clarifications on proposed policies: eligibility for net metering, further definition of a renewable portfolio standard (RPS), further definition of a systems benefit charge (SBC) to promote energy efficiency, and promotion of cogeneration.

During its discussions, the MDC broadened its scope to add issues of promotion of energy efficiency in more general terms, discussion of green pricing programs,[7] emissions trading, and emission performance standards.

The MDC approved an overall recommendation addressing all of these issues.

---

[7] The White Paper said that the province would direct the distribution utilities to offer green pricing programs.

Recommendation 8-74. The MDC recommends that the Province implement the following programs in order to meet its goals for environmental protection and enhancement in an economically efficient manner:

- ***Net metering and support for embedded generation;***
- ***Renewable portfolio standards;***
- ***Energy efficiency programs;***
- ***Green pricing;***
- ***Broad-based CO_2 emissions trading;***
- ***Emission performance standards; and***
- ***Promoting cogeneration.[3: 6]***

This section will deal with all of these recommendation areas.

8.1 Net Metering and Support for Embedded Generation

The *White Paper* said the MDC should review and make recommendations on the role and treatment of small-scale, on-site electricity generation.

8.1.1 Net Metering

If an on-site generator is installed on the customer side of the meter and services only the load at its site, the generation does not need to be priced in the market. The customer implicitly gets the full retail price for the electricity generated on-site.

On-site generators may on occasion have excess power to sell. The cheapest and easiest way to accept and price generation from such small sources is to use net metering. Under net metering, the revenue meter effectively runs backwards whenever the on-site generation is producing more electricity than the load is using.

This approach prices all of the electricity generated on site at the full retail cost. This may overprice such generation. However, in many jurisdictions net metering is seen as a way of encouraging small-scale generation. Often, such generation uses intermittent technologies like wind or solar sources, which are desirable on environmental grounds.

Because net metering is seen as preferential treatment, many jurisdictions restrict the maximum size of the generator or the maximum amount of generation eligible for net metering. The MDC's recommendation on net metering is consistent with these principles. In addition, some members were concerned with the potential for large amounts of net injections into the system from net metering to impose costs on both the distribution and generation systems.

In keeping with these concerns, and with the desire to promote small renewable generation and cogeneration, the MDC adopted the following recommendation.

Recommendation 8-75. The MDC recommends that distribution utilities must allow embedded renewable generators or cogenerators with capacity of 100 kW or less per metering point to use net metering. Each distribution utility shall establish an amount of kW as a cap for the aggregate capacity of net metering projects within its territory. A suggested cap is 1% of the 5-year average maximum demand of the distribution utility.

Net metered customers will have the choice of:

- ***Monthly bill and payment cycle, with net injections over the month paid at the host utility's avoided cost; or***
- ***Carryover of net injections which can offset net withdrawals in future months. At the end of each calendar year any net injections will be zeroed out without compensation to the generators. [2: 6.2.6]***

8.1.2 Physical Support for Embedded Generation

Embedded generators, by definition, connect to the electricity supply system through the distributor. To meet its own requirements for system reliability and safety, the distributor must set physical standards for the connection. Meeting reasonable technical standards for connections is one of the costs of doing business for any generator, including embedded generators.

In order to facilitate investment in this area, it is necessary to minimize costs and increase certainty through the use of non-discriminatory standards. The MDC made the following recommendation.

Recommendation 8-76. The MDC recommends that distribution utilities be required to adopt an appropriate common interconnection standard which does not discriminate against embedded generation. [2: 6.2.4]

8.1.3 Market Support for Embedded Generation

Self-generators may at times have excess power available to sell to other electricity users. Recommendation 3-4 says that such generators should be eligible to sell in the bilateral contract market. Another potential buyer is the host utility itself.

It will be administratively easier for embedded generators simply to sell to the host utility than to participate directly in the bilateral contract market. The MDC discussed whether the host utility should have an obligation to buy power from embedded generators, and if so at what price. Having the host utility buy power from the embedded generators at a price equal to their avoided cost would present a defined opportunity to the embedded generator at no or low cost to the host. The MDC therefore adopted the following recommendation.

Recommendation 8-77. The MDC recommends that the host utility be required to purchase electricity under contract from embedded generators at a price equal to its avoided cost.[2: 6.2.5]

8.2 Renewable Portfolio Standard

A Renewable Portfolio Standard (RPS) requires that a certain percentage of annual electric consumption come from renewable energy. The *White Paper* commits the government to monitoring the benefits of RPS in other jurisdictions and assessing its benefits for New Brunswick.[28] The general framework contains a requirement that a minimum portion of usage (typically as a percentage of energy use) be from renewable sources. The minimum requirement typically starts with some base level and escalates over time, to ensure that the share of renewables grows. The RPS can also specify the type of alternative energies that meet the RPS requirements.

Implementing an RPS raises several important issues. These include setting a base level, setting an initial target and its rate of increase, defining eligible generation, and determining how the requirement can be met.

The MDC considered all of these issues and agreed that New Brunswick should adopt an RPS. The RPS discussions led to an understanding of principles for the development of an RPS. The MDC, therefore, approved the following recommendations.

Recommendation 8-78. The MDC recommends that the Province implement a Renewable Portfolio Standard (RPS) in order to help meet the goal of environmental protection and enhancement and achieve the White Paper's objective to foster the development of renewable energy resources.[3: 6.1]

Recommendation 8-79. The MDC recommends that the Renewable Portfolio Standard (RPS) be based on the following principles:

- ***An RPS is a tool that should be implemented by the government in order to help meet its environmental protection and enhancement goals without creating undue upward pressure on rates;***
- ***An RPS should be based on a percentage of total customer electricity use;***
- ***The RPS requirement should be placed on loads;***
- ***Customers who choose a competitive supplier or self-supply must demonstrate that they meet the RPS requirement;***
- ***The SOS supplier shall meet the RPS requirement on behalf of all remaining customers;***

---

[28] *White Paper*, pg. 61.

- ***The percentage should gradually increase over time, in a way that is determined in advance, to provide certainty to developers of renewables. In setting this percentage increase due consideration should be given to the expected requirement for new generation resources;***
- ***Existing renewables would be the floor above which the RPS requirement for new projects is set. RPS energy can only come from:***
    - ***New renewable projects***
    - ***Incremental capability from existing renewable facilities***
    - ***Refurbishment of existing renewable facilities in lieu of retirement. [3: 6.1]***

The RPS target can be higher if renewable resources outside New Brunswick qualify. To qualify, they should come from jurisdictions with a reciprocal program. The RPS should be achievable using a system of trading credits for qualifying renewable generation. The system should, where possible, be compatible with those of neighboring jurisdictions with which credits might be traded.

8.3 Energy Efficiency Programs

The *White Paper* proposed a comprehensive energy efficiency strategy. Included in that strategy was a commitment to "seek a variety of broad-based energy efficiency funding mechanisms."[29] The MDC considered approaches to promoting energy efficiency, including funding mechanisms.

In markets where generation is not regulated, one funding approach for energy efficiency programs is a systems benefit charge (SBC) or similar mechanism.[30] An SBC is a charge placed on all electricity users.

While the MDC supported promoting energy efficiency, it did not recommend an SBC. Because an SBC can be used for such a wide variety of purposes, the MDC felt that any recommendation it made would require careful thought about the purposes of the fund and about the mechanisms for its use.

During its discussions on an SBC, the Working Group drew on its own experience and on its knowledge of programs in other jurisdictions to enunciate some principles for energy efficiency programs, which it recommended that the Committee put forward.

The MDC recognizes that the Province is committed to the development of energy efficiency programs. The MDC adopted the following recommendation in light of that recognition.

---

[29] *White Paper*, pg. 52.

[30] The term SBC is used to represent any charge on electricity for social purposes. Such charges have different names in different jurisdictions.

Recommendation 8-80. The MDC recommends the following principles be used in designing energy efficiency programs:

- ***The energy efficiency programs should have dedicated program funding;***
- ***Energy efficiency programs need a central facilitator separate from energy suppliers;***
- ***Energy efficiency programs should be designed based on following best (and avoiding worst) practice; and***
- ***New energy efficiency programs should complement, but not duplicate existing programs. [3: 6.2]***

8.4 Green Pricing

Green pricing programs offer electricity consumers the choice of paying more to fund electricity from new renewable or other low impact sources. In general, such resources are more expensive in money terms than are conventional sources, but some consumers are willing to pay more for such electricity.

The *White Paper* said that the government would require all distribution utilities to offer green pricing programs. NB Power told the MDC that it is developing a green pricing program. Once the program is developed, it will offer other distribution utilities in the province the opportunity to participate in it.

Implementing green pricing raises several of the same issues as the RPS does. The MDC recognized that the Province is committed to the development of green pricing, and adopted the following recommendation.

Recommendation 8-81. The MDC recommends that green pricing programs be based on the following principles:

- ***Energy from renewable sources that receive an RPS credit cannot be offered as green power; and***
- ***Green power be defined according to a widely accepted definition, such as the EcoLogo definition . [3: 6.3]***

8.5 Emissions Trading

The MDC recognized in its discussions that implementing policies on renewables, small generation, energy efficiency, and cogeneration would reduce generation from high-impact fossil sources, but would not eliminate it. The MDC considered policies to ensure better environmental performance from the existing resources: broad-based emissions caps and trading systems, and emissions performance standards.

The MDC recognized the commitment of the government to policies to deal with climate change issues; the *White Paper* said that the province will produce a provincial Climate Change Action Plan.[31] The Committee expects that the government would welcome comments from the Committee on ways to achieve its climate change goals.

The MDC acknowledged the Province's consideration of cap and trade programs for all air emissions. The MDC adopted this recommendation with respect to emissions caps and trade for greenhouse gases.

Recommendation 8-82. The MDC recommends that the Province, in negotiation with the federal government and the New England Governors and Eastern Canadian Premiers, pursue the inclusion of emissions trading as part of the Climate Change Action Plan.

The MDC recommends that an emission trading system be based on the following principles:

- ***Tradeable permits be for CO_2 and other greenhouse gases converted to CO_2 equivalent emissions;***
- ***The system be geographically broad based;***
- ***Compliance be certified through a registry; and***
- ***The system should be based on a cap which should decline over time.[3: 6.4]***

8.6 Emission Performance Standards

Performance standards reinforce an emissions trading system. Such standards can require generators either to meet a fixed performance standard or to buy credits from those whose performance is better than the standard.

The MDC acknowledges that emission performance standards for electricity generation could help to reduce emissions.

The MDC adopted the following recommendation.

Recommendation 8-83. The MDC recommends that the Province consider the application of emission performance standards as part of its Climate Change Action Plan. Compliance with such standards could be a requirement for electricity sales into New Brunswick and/or as a means of allocating caps under a regional or national trading market. [3: 6.5]

---

[31] *White Paper*, pg. 63.

8.7 Promoting Cogeneration

The *White Paper* commits the province to "promote cogeneration as the most energy efficient electricity generation option."[32] The MDC agrees that cogeneration is an attractive energy efficient option. In designing the market, the MDC has considered the potential impact of its recommendations on cogeneration opportunities.

The MDC supports the development of additional cogeneration in New Brunswick given its favourable environmental attributes. The MDC therefore adopted the following recommendation.

Recommendation 8-84. The MDC recommends that the Province establish a multi-stakeholder group to identify barriers to the development of cogeneration in New Brunswick and recommend specific policies to encourage cogeneration. The group should consider such things as:

- ***Preferential treatment of cogeneration to meet new supply requirements;***
- ***Reduced (or no) exit fees for cogeneration projects;***
- ***Credits to cogeneration projects for reduced environmental impacts;***
- ***A cogeneration portfolio standard; and***
- ***Differential treatment based on heat rates, size, fuel, etc.[3: 6.6]***

---

[32] *White Paper*, pg. 54.

9 TRANSITION ISSUES

9.1 Stranded Costs and Exit Fees

Costs that were incurred by utilities in connection with the provision of their regulated monopoly service and that cannot be recovered in a competitive marketplace are stranded. Stranded costs arise in a competitive market when the costs of such plants or assets are so high that, given the competitive choice, consumers no longer buy their output.

The recovery of legitimate stranded costs is necessary to prevent cost shifting among customer classes and to treat utility investors fairly.

Three key sections in the *White Paper* addressed the issue of stranded costs and cost shifting. In discussing the implementation of wholesale competition, the *White Paper* said "the Province will require wholesale participants that reduce their firm load on the Crown utility's system to levels that are below their calendar year 1999 load, to be assessed an exit fee or other equivalent charge, approved by the Board."[33] In relation to industrial customers, the *White Paper* stated "development of self-generation projects could create stranded costs in New Brunswick due to displaced sales from the Crown utility combined with transmission limitations to New England." Therefore, "the Province will require self-generators that reduce their firm load on the Crown utility's system to levels that are below their calendar year 1999 load to be assessed an exit fee or other equivalent charge." Along similar lines, the *White Paper* also stated that "the Province will require large industrial customers that reduce their firm load on the Crown utility system to levels that are below their calendar year 1999 load, to be assessed an exit fee or other equivalent charge."[34]

The issue of stranded costs raises a number of questions. These include the exact definition of stranded costs, the calculation methodology used to determine the magnitude of these costs, methods to mitigate these costs, and cost-recovery mechanisms to be used (*e.g.*, exit fees). The MDC received Issues Paper #10: Stranded Costs and Exit Fees on this topic.

9.1.1 Definition of Stranded Costs

In general, stranded costs can be defined as the difference between the market and book values of a utility's assets. Stranded costs should not include losses associated with

---

[33] *White Paper*, pg. 18.

[34] *White Paper*, pg. 22-3 and 25.

normal business conditions or other risks that utilities routinely face under traditional regulation. This includes changes in load growth and the introduction of new technology.

Legitimate stranded costs are those costs that cannot be mitigated, or offset, by the utility. Stranded cost mitigation techniques could include reduction of expenses; renegotiation of power purchase and fuel-supply contracts; refinancing of existing debt; and the maximization of market revenues from existing generation assets.

In the New Brunswick market, contestable customers can create stranded costs either by self-generation or by turning to alternate suppliers. Since most customers will not have a choice of electricity suppliers, they cannot create any stranded costs and it can be argued that they should not have to pay costs stranded by others. The focus for the stranded cost recovery is on the market participants who create it.

The MDC also considered the question of whether a customer who reduces demand on the system could create a benefit, but decided that stranded benefits would not be paid out, although the view of some members was that benefits should be recognized.

These decisions are implemented in the following recommendation.

Recommendation 9-85. The MDC recommends that, as a general principle, the cost of an exiting SOS customer that would otherwise be imposed on remaining SOS customers should be assigned directly to that customer.[3: 7.1.1]

The MDC made clear that stranded costs could only be created by a deliberate action, such as increasing self-generation or moving to a competitive supplier, which reduced load on the system.

Because the customers would have been buying interruptible load, any exit fees related to loads supplied by self generation existing in 1999 would be based on the net value of load presented to the system and not the gross value of installed load.

This recommendation defines which actions can create stranded costs.

Recommendation 9-86. The MDC recommends that a contestable customer be assumed to create stranded costs only when it takes a deliberate action to reduce its firm load through the procurement of competitive supply or the development of a self-generation project. [3: 7.1.1]

The MDC has recommended that contestable customers can take all or any part of their supply from the SOS supplier or from the competitive market. To ensure that taking partial supply from the competitive market did not exempt a customer from responsibility for stranded cost payments, the MDC adopted the following recommendation.

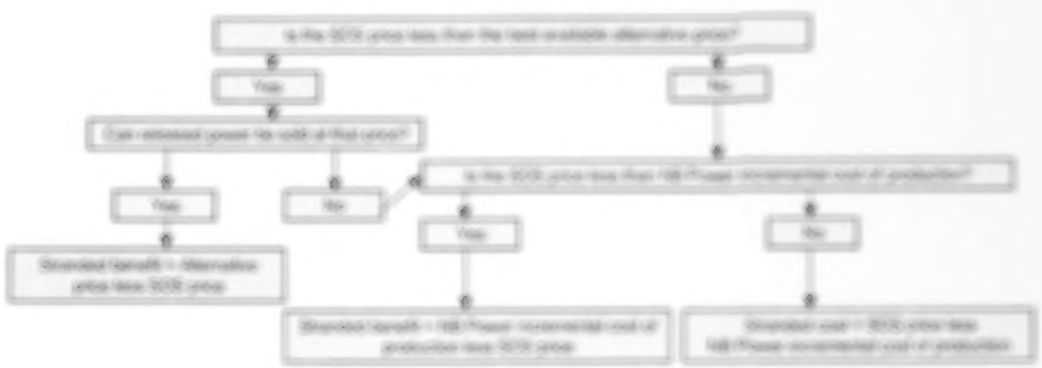
Recommendation 9-87. The MDC recommends that a contestable customer that leaves SOS for a portion of its load would be viewed as potentially creating stranded costs for that portion of its load that would no longer be served by SOS.[3: 7.1.1]

9.1.2 Valuation Methodologies

Utilities and regulators use a variety of approaches to calculate stranded costs. All approaches compare the regulated values of utility assets and liabilities with their competitive-market values.

The question of whether New Brunswick will experience generation-related stranded costs or stranded benefits hinges on the relationship between the (SOS:) price, NB Power Genco's incremental cost of production, and the New England export market price.[10] These relationships are shown in Figure 2.

Figure 2
Stranded Cost Determination



The Committee concluded that stranded costs could be incurred relative to any firm load and to the assets used to supply that load. Over time, the SOS supplier will be obliged to contract for supply above the Vesting Contract amount. Since that supply is for customers who cannot or choose not to switch suppliers, these new amounts could also be considered a potential source of stranded costs.

Recommendation 9-88. The MDC recommends that stranded cost recovery be based on costs of all resources to meet SOS supply obligations. Such costs would include the Vesting Contract and contracts prudently entered by the SOS supplier.[9: 7.1.2]

Making the SOS customers liable for stranded costs for all their SOS supply could expose them to having to pay for imprudent decisions of the SOS supplier. The PUB is an appropriate body to oversee the contracting practices of the SOS supplier.

---

[10] This assumes that the departing customer was receiving standard offer service.

Recommendation 9-89. *The MDC recommends that supply contracts entered into (often on RFP process) by the SOS supplier for amounts above the Existing Contract amounts be one of the elements subject to review in the rate setting process for the SOS supplier.[9: 7.1.2]*

Recommendation 9-90. *The MDC recommends that stranded cost recovery be based on the firm load of the exiting contestable customer at the time of notification of exit.[9: 7.1.2]*

The recommendations above effectively prevent any cost shifting by contestable customers, when they leave SOS supply. The basis for stranded cost calculations will be whatever level of supply is contracted. Any costs the SOS supplier incurs to provide that supply could be subject to stranding if the customer chooses to leave at any time.

These recommendations are inconsistent with the *White Paper's* statements that exit fees will be assessed only relative to a 1999 base load.[26] The MDC made this decision in light of its extensive discussions of the problems potentially created by customers who can freely leave from and return to SOS supply, and the potential inequities in the treatment of new loads accessing the system after 1999.

The MDC acknowledges that the calculation of stranded cost would take into account the changing conditions of supply and demand in the New Brunswick market. At the point when the SOS supplier is required to issue an RFP for new supply, it can be expected that there would be no stranded cost.

Recommendation 9-91. *The MDC recommends that whenever an RFP is required for SOS supply, exiting load should be considered as part of the possible supply, and exit fees, if any, could be waived.[9: 7.1.2]*

9.1.3 Cost-Recovery Mechanisms

Once net qualifying stranded costs that are recoverable from customers are determined, one or more mechanisms for assessing those costs on the appropriate parties must be implemented. The *White Paper* specifically mentioned an exit fee or other equivalent charge. Exit fees require departing customers to pay the utility for the stranded costs associated with those customers' decisions to select a competitive supplier or to self-generate their energy needs. The *White Paper* also indicated that stranded cost recovery would be regulated by the PUB.

The MDC agreed that the PUB is the appropriate body to administer the assessment of stranded costs.

---

[26] *White Paper*, pg. 18 (wholesale customers); pg. 23 (self-generators); pg. 25 (industrial customers).

Recommendation 9-01. The MDC recommends that the PUB be given authority:

- *To determine stranded costs and set exit fees; and*
- *To review and adjust them as appropriate (§5.7.1.1.3)*

The MDC discussed several possible mechanisms for calculation of stranded costs, but recognized that the PUB would ultimately have authority.

The recommendation below provides certainty on stranded costs for potential customers for competitive supply.

Recommendation 9-02. The MDC recommends that the stranded cost methodology reflect the following principles and practices:

- *Exit fee(s) should not unduly discourage competitive supply choices;*
- *The exit fee/stranded cost calculations should be transparent so that customers can evaluate their likely costs;*
- *To provide transparency and some measure of certainty a stranded cost should be established for customer migration up to a specific level; and*
- *The customer should have the right to an explicit calculation of its exit fee at the customer's expense (§5.7.1.1.3)*

9.2 Market Rules

The Market Design Committee has made recommendations on the nature and function of the electricity market in New Brunswick. Most of these recommendations are necessarily at a high level of abstraction. To implement them requires a more detailed set of rules for the operation of the market. These are called the market rules.

Market rules are crucial determinants of market function, as experience in other markets has consistently demonstrated. In general, changes in the market rules favor some market participants relative to others.

Setting up a process for changes in the market rules therefore requires balancing the need for flexibility to deal with problems as they arise against the need to have stable rules to give potential investors and other market participants confidence in the stability of the market.

The System Operator governance structure and the process for changing the market rules are contained in Recommendations 5-17 to 5-18.

For the transition to that structure, the MDC considered the issues of responsibility for the initial development of market rules and principles for their development.

To create the first market rules, the MDC decided to rely on the Minister. Once the Minister produces an initial draft, the Market Advisory Committee (which is the multi-stakeholder body recommended to have responsibility for recommending changes to the market rules) will review them and recommend necessary changes to the Minister. The Minister will have final approval of the initial market rules.[illegible]

To implement these decisions, the MDC approved the following recommendation:

Recommendation [illegible]: The MDC recommends that the Minister develop a draft of the market rules, the Market Advisory Committee review and revise this draft as necessary and be charged with final responsibility of developing the initial market rules that will be submitted to the Minister for approval.[illegible]

As further guidance in writing the initial market rules, the MDC decided to adopt principles for the rules. The Committee has adopted principles for its decision making which it felt would be entirely appropriate to guide the market rules. In addition, the purpose of creating the market rules should be to implement the recommendations of the MDC.

The MDC therefore adopted the following recommendation:

Recommendation [illegible]: The MDC recommends that the objectives used to guide the market rule development be:

- *To implement the recommendations made by the MDC; and*
- *To promote the following principles (as further outlined in The Criteria for Decisions of the MDC):*
    - *Economic efficiency and the efficient allocation of risk;*
    - *Reliability of the system;*
    - *Transparency;*
    - *Fairness;*
    - *Robustness;*
    - *Enforceability;*
    - *Environmental protection and enhancement; and*
    - *Protection of non-contestable customers.[illegible]*

[illegible] In Phase [illegible], the Committee recommended that the System Operator have the power to change market rules, upon advice from the Market Advisory Committee. Any market participant has the right to appeal changes, first to the System Operator and then to the PUB.

APPENDIX A

LIST OF RECOMMENDATIONS

APPENDIX A - Recommendations

Recommendation 3-1. The MDC will pursue the development of a bilateral contract market for New Brunswick. [1: 3.2]

Recommendation 3-2. The MDC recommends that eligible buyers in the New Brunswick bilateral contract market will include wholesale customers and industrial end-use customers with a minimum load of 750 kW, taking supply directly off the transmission network. Participants will also include all agents, brokers, traders, generators, marketers and aggregators licensed in New Brunswick.[1: 3.3.1]

Recommendation 3-3. The MDC recommends that all eligible generators and all eligible importers may sell in the New Brunswick bilateral contract market.[1: 3.3.1]

Recommendation 3-4. The MDC recommends that generators embedded in distribution systems be eligible to participate in the bilateral contract market, subject to market rules. They must inform the host utility when they are injecting.[2: 6.2.5]

Recommendation 3-5. The MDC recommends that the System Operator for the New Brunswick bilateral contract market be part of an organization that includes the transmission system owner and operator.

The MDC recommends that this be implemented as a functionally separate Transco business unit under separate "corporatized" accounts from the rest of NB Power (Generation, Distribution and Marketing). To realize the goal of independence of the transmission system and market operations from generation the Market Design Committee recommends that in the long run the Government pursue a Transco-based model or model that provides an equivalent level of independence (ISO).[2: 2.1.1]

Recommendation 3-6. The MDC recommends that, if the entity containing the System Operator is a corporation independent of the corporations responsible for generation, the Board of Directors of that corporation consist entirely of members who have no direct connection with or beneficial interest in any participant in the New Brunswick electricity market. [2: 2.1.2]

Recommendation 3-7. The MDC recommends that, if the System Operator is part of a corporation that owns generation resources in New Brunswick, it should report with

respect to its market functions to a Governance Panel that is separate from the corporation's Board of Directors.

Market functions include:

- *Making and revising the market rules;*
- *Operating the bilateral contract market;*
- *Operating the balancing market;*
- *Market monitoring and market surveillance;*
- *Operating the system including scheduling generation dispatch.*

Employees performing System Operator functions have primary reporting responsibility to and are accountable to the Governance Panel, and

- *The Governance Panel are not employees of the System Operator;*
- *Panel members are chosen as experts by government;*
- *Panel members must be independent of participants in the New Brunswick electricity market [2: 2.1.2]*

***Recommendation 3-8.** The MDC recommends that the System Operator be subjected to an independent audit with regards to the application of the market rules and tariffs as directed by the PUB. The terms of reference for the audit and selection of the auditor will be the responsibility of the PUB.[2: 2.1.2]*

***Recommendation 3-9.** The MDC recommends that the System Operator be given the following roles:*

- *Recorder and publisher of information (load, system requirements, system capabilities, etc.)*
- *Planner (system expansion, etc.)*
- *Setting requirements (metering, performance, etc.)*
- *Administrator (tariff, settlement, etc.)*
- *Facilitator (bilateral contracts, etc.)*
- *Decision maker (transmission expansion, etc.)*
- *Representative of Maritime Control Area (in NPCC, NERC, etc.)[2: 2.2.7]*

***Recommendation 3-10.** The MDC recommends that the System Operator be given the responsibility to:*

- *Ensure system reliability;*

- *Implement and administrate open access transmission;*
- *Administer a bilateral market for electrical energy;*
- *Interface with other system and market operators;*
- *Act as an operating authority for the generation and transmission system.[2: 2.2.7]*

Recommendation 3-11. The MDC recommends that the System Operator perform the functions of:

- *After-the-fact administrator of system, tariff, and market;*
- *Real-time System Operator;*
- *Before-hand administrator of system, tariff, and market;*
- *Short-term system planner;*
- *Long-term system planner;*
- *Development and submission to PUB of the transmission and ancillary services tariff.[2: 2.2.7]*

Recommendation 3-12. The MDC recommends that the System Operator be given the authority and the responsibility to provide information (including confidential information) as requested by the PUB in its role of monitoring the competitiveness of the New Brunswick market with respect to both market power and market functionality.[2: 2.2.1]

Recommendation 3-13. The MDC recommends that the System Operator be given the authority and the responsibility to release information that is not confidential to the public in a non-discriminatory, open access, same-time fashion.[2: 2.2.1]

Recommendation 3-14. The MDC recommends that the System operator be given the authority to:

- *Monitor compliance of the market participants to the market rules;*
- *Document non-compliance and make this information available to the PUB, as requested by the PUB; and*
- *Apply penalties and sanctions as per the market rules.[2: 2.2.2]*

Recommendation 3-15. The MDC recommends that the System Operator be given the authority and the responsibility to disallow entities from participating in activities in the New Brunswick market for which they are not licensed.[2: 2.2.3]

Recommendation 3-16. The MDC recommends that the System Operator be given the authority and the responsibility to issue, update and maintain the market rules.[2: 2.2.4]

Recommendation 3-17. The MDC recommends that a Market Advisory Committee be created to advise the System Operator on matters including:

- *Changes to the market rules;*
- *Issues with respect to System Operator functions in relation to the market;*
- *Issues with respect to market monitoring and market surveillance;*

and furthermore, that:

- *Issues can be brought to the Market Advisory Committee by members, by the System Operator, or by other interested parties;*
- *The Market Advisory Committee will recommend changes in the market rules to the Board of Directors of the Independent Transco System Operator Board or the Governance Panel of the System Operator function, as the case may be;*
- *The Market Advisory Committee will make other recommendations to the System Operator Board or Governance Panel. [2: 2.2.4]*

Recommendation 3-18. The MDC recommends that the Market Advisory Committee should be a standing committee composed of representatives of market participants, stakeholders, and the System Operator.

Representatives will be chosen in three ways:

- *Each registered market participant group will have representatives chosen by voting within the group;*
- *Designated stakeholder groups (e.g., consumers, environmental advocacy groups) will have representatives chosen by Government;*
- *Representatives of the System Operator will be chosen by the Board of Directors of the Independent Transco or the Governance Panel of the System Operator, as the case may be. [2: 2.2.4]*

Recommendation 3-19. The MDC recommends that:

- *The System Operator, as advised by the Market Advisory Committee, will have the authority to propose and implement changes in the market rules;*
- *Any market participant or stakeholder who objects to the changes must, in the first instance, raise their objections with the Market Advisory Committee;*
- *If the response of the Market Advisory Committee is unsatisfactory to the market participant or stakeholder, an appeal may then be made to the Board of Directors of the Independent Transco or Governance Panel of the System Operator, as the case may be;*
- *Having not received satisfactory remedies from within the System Operator organization, the market participant or stakeholder can then appeal to the PUB.[2: 2.2.4]*

Recommendation 3-20. The MDC recommends that the System Operator be given the authority and the responsibility to:

- *Continue discussions with neighboring jurisdictions to enhance the overall level of access among these systems;*
- *Present options and recommend decisions with respect to participation in an RTO or similar organization to the Minister of Natural Resources and Energy;*
- *Consult as well as brief stakeholders on the process of participating in such an arrangement. [2: 2.2.5]*

Recommendation 3-21. The MDC recommends that the System Operator will have the responsibility and authority to ensure system security. To accomplish this, it will be empowered to:

- *Maintain system security within criteria as set by NERC and NPCC or other responsible standards body;*
- *Determine security requirements for the New Brunswick system;*
- *Procure and provide ancillary and security services;*
- *Represent New Brunswick at committees of NERC and NPCC or other responsible standards bodies;*
- *Provide, under a FERC Order 888 compatible OATT, ancillary services required for system security;*
- *If necessary for system security:*
    - *Cause any generator to inject or not to inject electricity or any load to withdraw or not to withdraw electricity into or from the system;*

- *Cause any transmission owner to operate or not operate its transmission system;*
- *Perform any other functions necessary to ensure system security.[2: 2.3.1]*

Recommendation 3-22. The MDC recommends that the System Operator have responsibility and authority to ensure that an adequate level of capacity is available in the New Brunswick market. To accomplish this, it should be empowered to:

- *Determine NB market system installed capacity requirement;*
- *Monitor available and committed capacity;*
- *Project future capacity surpluses and deficits;*
- *Publish periodic reviews (e.g., 18 month and 10 year);*
- *Report to NPCC and NERC;*
- *Assess penalties for shortages;*
- *Review capacity criteria;*
- *Receive and monitor information from market participants on their capacity provided to the market;*
- *Propose changes to capacity ratings system (based on forced outage history) if deemed necessary in the future;*
- *Verify Dependable Maximum Net Capacity (DMNC) ratings for capacity providers; and*
- *Perform other related functions as necessary to provide for capacity adequacy.[2: 2.3.2]*

Recommendation 3-23. The MDC recommends that all market load participants in New Brunswick have the obligation to:

- *Provide capacity:*
  - *Equal to their load ratio share of the system installed capacity requirement;*
  - *Based on the projected peak load; and*
  - *Subject to penalty for under supply, determined ex post.*

- *Cause to be reported to the System Operator continuously operational parameters and availability of the capacity including:*
  - *DMNC ratings;*

- *Derratings and forced outages;*
- *Maintenance schedules; and*
- *Daily and seasonal operational schedules.*

- *Capacity responsibility of a load entity can be administered on its behalf by other market participants. [2: 2.3.2]*

Recommendation 3-24. The MDC recommends that any firm capacity for supply in New Brunswick which qualifies as accredited capacity under NERC and NPCC rules be eligible to provide required capacity:

- *Such capacity must be certified by the System Operator*
  - *Initially when constructed and then*
  - *On some periodic basis;*
- *Such capacity can be acquired by building generation and/or purchasing installed capacity (ICAP);*

Such capacity can be acquired from outside NB if it

- *Is supported with firm transmission for delivery to NB; and*
- *Meets accredited capacity requirements.[2: 2.3.2]*

Recommendation 3-25. The MDC recommends that capacity suppliers in the New Brunswick market have the following responsibilities:

- *They must notify the System Operator if they are not available;*
- *If available, they must supply energy and/or ancillary services if called upon by System Operator.*

Penalties would apply for failing to provide if called upon and available.[2: 2.3.2]

Recommendation 3-26. The MDC recommends that the System Operator have the authority and responsibility for ensuring transmission system adequacy in the New Brunswick market. To accomplish this, it should be empowered to:

- *Set transmission adequacy criteria, having regard for standard criteria in interconnected systems;*
- *Study future transmission and generation systems in New Brunswick and adjacent market areas and conduct system studies to determine if additional transmission is required;*
- *Publish periodic reviews (tri-annual as minimum);*

- *Report to NPCC and NERC;*
- *Review planning criteria and change the criteria if necessary;*
- *Consult with transmission owner(s) to set interconnection standards;*
- *Perform system studies for proposed new generation or load connections to determine if new transmission is required;*
- *Request and receive proposals for potential solutions from*
  - *Transmission*
  - *Generation*
  - *Demand Side*
- *Evaluate proposals using criteria including environmental impact; and*
- *Perform other related functions necessary for transmission adequacy.[2: 2.3.3]*

Recommendation 3-27. The MDC recommends that the System Operator be given the responsibility and authority to cause new transmission to be constructed if necessary for system adequacy or efficient operation of the market. If the transmission owner will not build the transmission, the System Operator can contract for its construction and ownership with a third party. [2: 2.2.8]

Recommendation 3-28. The MDC recommends that transmission owners have the following responsibilities:

- *Provide transmission system operating information to the System Operator;*
- *Operate the transmission system under direction of System Operator;*
- *Comply with tariff requirements;*
- *Comply with code of conduct requirements;*
- *Consult with the System Operator to set interconnection standards; and*
- *Comply with procedures and protocols, set by the System Operator, which are necessary for transmission adequacy and security.[2: 2.3.3]*

Recommendation 3-29. The MDC recommends that the System Operator shall operate an energy imbalance service. The System Operator can procure energy imbalance service from market participants, buying at the lowest available price within operating constraints. The energy imbalance service shall be priced at a proxy value comprising cost and could move towards market-based pricing. The purpose is to encourage development of an efficient and effective service.[1: 3.3.2]

Recommendation 5-50: The NBSC recommends that balancing energy service be initially provided as an ancillary service through the transmission tariff and that its provision be based on the following principles:

- *It should efficiently provide economic signals that will drive behaviours appropriate for reliable operation of the system;*
- *Pricing of the service should be market-based where possible through:*
  - *Offers for increments and decrements*
  - *A proxy market price*
  - *Ceilings and floors as necessary to protect participants.[5: 5.3]*

Recommendation 5-51: The NBSC recommends that ancillary services shall be provided by the System Operator, with tariffs approved by the PUB and subject to an audit. The System Operator will procure the contract ancillary services from the market participants at least cost possible, including by competitive contract processes.[5: 5.5.3]

Recommendation 5-52: The NBSC recommends that reciprocity not be a requirement for participation in the New Brunswick retail markets at this time. The System Operator shall have the authority to invoke any reciprocity provisions in the Open Access Transmission Tariff that it administers.[2: 5.4]

Recommendation 6-53: The NBSC recommends that Standard Offer Service:

- *Be provided by the SOS supplier to all customers who decide not to choose or are unable to choose an alternative supplier;*
- *Be offered at rates based on the SOS supplier's blended cost of providing that service;*
- *In the first instance, be obtained by the SOS supplier from the Heritage Pool at a price to be established by the Minister;*
- *Insofar as insufficient energy or capacity is available from the Heritage Pool be obtained through an RFP issued by the SOS supplier;*

and further that:

- *NB Power Distribution make public independently audited annual statements that demonstrate that all SOS supply to its own distribution system is priced the same as to other distribution systems.[2: 5.4]*

Recommendation 6.54. The MDC recommends that the Heritage Pool be defined initially as the quantity of energy and capacity determined by the capability of the generation assets existing in 1999 to supply all in-province load at a system load factor of 61%. [S: 5.5.2]

Recommendation 6.55. The MDC recommends that, as assets retire, or require major capital expenditures in lieu of retirement, their capacity is removed from the Heritage Pool. [S: 5.5.2]

Recommendation 6.56. The MDC recommends that the Minister decide prior to a commitment for refurbishment of Point Lepreau in lieu of retirement whether it will be included or excluded from the Heritage Pool.[S: 5.5.2]

Recommendation 6.57. The MDC recommends that a Vesting Contract be put in place between NB Power Genco and the SOS supplier. Such a contract will specify that the SOS supplier has an option to acquire supply from the Heritage Pool assets up to their defined capability.[S: 5.5.3]

Recommendation 6.58. The MDC recommends that the obligation on the SOS supplier to take power from the Heritage Pool assets is the same as that on any other contestable customer; it pays an exit fee if it creates stranded costs.[S: 5.5.3]

Recommendation 6.59. The MDC recommends that any amount of supply from the Heritage Pool assets which is in excess of current SOS supplier needs can be sold by NB Power Genco in the market. [S: 5.5.3]

Recommendation 6.60. The MDC recommends that the Vesting Contract price for supply from NB Power Genco to the SOS supplier, beyond the initial price set by the Minister, be under a form of incentive regulation (similar to performance-based regulation), to be administered by the Minister, for changes after the initial period.[S: 5.5.4]

Recommendation 6.61. The MDC recommends that the Vesting Contract consider time-of-use pricing.[S: 5.5.4]

Recommendation 6.62. The MDC recommends that SOS supply adopt an option to the customer for time-of-use pricing as soon as the supply under the Vesting Contract is priced on that basis.[S: 5.5.5]

Recommendation [illegible]. The MDC recommends that contestable customers be able to procure both energy and capacity supply from the SOS provider, from the competitive market, or from any mix of these sources.[illegible]

Recommendation [illegible]. The MDC recommends that any new customer who wants to obtain SOS supply can do so under the same conditions as existing SOS customers.[illegible]

Recommendation [illegible]. The MDC recommends that a load leaving SOS is not eligible to receive service from the SOS supplier for [illegible] months. The SOS supplier has no obligation to supply any contestable customer that has left SOS for at least [illegible] months. The principles for the provision of this service are:

- *The pricing for this service should prevent cost shifting between existing SOS customers and returning customers;*
- *The terms of this power supply agreement will be negotiated with the SOS supplier;*
- *The price for this service should be based on the SOS supplier's costs; and*
- *The SOS supplier's pricing for this service should be subject to regulatory review.[illegible]*

Recommendation [illegible]. The MDC recommends that the PSC be given authority to approve the SOS supplier's process and procedures with respect to RFPs for power supply for SOS. In doing so, the PSC will apply criteria of fairness and transparency. [illegible]

Recommendation [illegible]. The MDC recommends that the PSC be given authority to hear complaints regarding the process, procedures and content of the RFPs for power supply for SOS. [illegible]

Recommendation [illegible]. The MDC recommends that [illegible] be required to offer capacity and/or energy in response to an RFP by the SOS supplier.[illegible]

Recommendation [illegible]. The MDC recommends that, at any time, any market participant can offer to the SOS supplier to supply energy or capacity to meet its SOS requirements.[illegible]

Recommendation 5-10. The MDC recommends that the PUB be given the authority to hear complaints regarding market rules changes upon a complaint filed by a market participant. [3: 4.1]

Recommendation 5-11. The MDC recommends that the System Operator be required to file, for informational purposes, market rule amendments with the PUB.[3: 4.1]

Recommendation 5-12. The MDC recommends that the PUB be given authority to oversee the System Operator's compliance with the market rules and the tariffs that it administers. This will include the ability to commission an independent audit regarding the System Operator's application of market rules and tariffs. The PUB will approve the System Operator's code of conduct and any fees that may be levied by the System Operator. [3: 4.1]

Recommendation 5-13. The MDC recommends that the PUB be given authority to monitor for the abuse of market power and take any necessary actions required to prevent or mitigate the abuse of market power. This includes the authority to:

- *direct the Market Advisory Committee and System Operator to make changes in market rules to address market power abuses;*
- *impose license conditions;*
- *issue administrative penalties;*
- *suspend or revoke a license; and*
- *advise the Minister regarding necessary structural changes to promote the competitiveness of the market.[3: 4.2]*

Recommendation 5-14. The MDC recommends that the PUB be given authority to develop, issue, suspend and revoke licenses for market participants where it considers it to be in the public interest. In addition, the MDC recommends that the PUB be given authority to establish administrative penalties for licensees that violate the conditions of their license. In determining whether to require a license the PUB shall consider the nature of the entity and the degree to which they are regulated.[3: 4.3]

Recommendation 5-15. The MDC recommends that the Province undertake to evaluate the appropriateness of the existing form of regulation of electric distribution companies and to make changes if appropriate.[3: 4.4.1]

Recommendation 5-56. The MDC recommends that the PUB be given authority to approve the rates paid by distribution utilities to embedded generators. This shall be based on the avoided costs of the distribution utilities. Avoided costs will be defined by the PUB and can include, but not be limited to, power supply costs, reduced losses and transmission charges.[3: 4.4.2]

Recommendation 6-57. The MDC recommends that the transmission system will provide open, equal non-discriminatory access to all eligible market participants under terms and conditions compatible with FERC Orders 888 and 889. The System Operator will have an Open Access Transmission Tariff (OATT) for network and point-to-point service covering transmission service: within the province, into the province, out of the province, and through the province. The PUB shall approve the OATT.[1: 3.3.4]

Recommendation 6-58. The MDC recommends that legislation to give the PUB authority to approve transmission tariffs and tolls should be put into place in a timely fashion. [1: 3.3.4].

Recommendation 6-59. The MDC recommends the following resolutions pertaining to the management of transmission congestion inside New Brunswick:

- *That the System Operator use price and dispatchable capacity information to redispatch the system to mitigate congestion;*
- *That to enable this redispatch to be performed suppliers with dispatchable capacity be required to provide dispatch up and dispatch down prices and load be able to nominate dispatch up and down prices;*
- *That a local market power mitigation framework be put in place to limit the exercise of market power for generators that are required to be dispatched up and down;*
- *That the System Operator settle congestion transactions by*
    - *Paying for dispatch up energy*
    - *Billing for dispatch down energy*
    - *Accumulating net congestion costs[1: 5.1.4].*

Recommendation 6-60. The MDC recommends that the PUB approve a mechanism incorporating the following principles for the recovery of congestion costs:

- *That congestion costs be allocated to transactions on a load share basis in a timely manner, e.g., monthly;*

- *That information regarding congestion costs in New Brunswick be collected and made publicly available to enable informed decisions regarding congestion costs to be made;*
- *That congestion costs within New Brunswick be periodically assessed by the System Operator and reviewed by a stakeholder committee;*
- *That the System Operator and/or stakeholder committee can recommend modifications to the congestion management mechanism and that such changes should be subject to the approval of the PUB;*
- *That congestion redispatch cost allocation be allowed to migrate as it becomes material, appropriate and feasible to a congestion management approach that allocates congestion costs to those transactions that cause congestion. In-province loads and existing contracts will receive rights to avoid congestion on pre-existing transmission facilities.[1: 5.1.4]*

***Recommendation 6-61.** The MDC recommends that management of transmission congestion at interconnections with external systems be done in a manner consistent with FERC principles, as currently described in FERC Order 888.[1: 5.1.4]*

***Recommendation 6-62.** The MDC recommends that, consistent with its responsibility to set metering requirements, the System Operator be empowered to determine when new or upgraded meters are required, and instruct the transmission owner(s) to install them.[3: 5.1.1]*

***Recommendation 6-63.** The MDC recommends that the transmission owner(s) own all meters at injection and withdrawal points from the grid.*

- *Transmission owner(s) will act as "meter data service" provider*
  - *Maintain meters*
  - *Responsible for meter data security*
- *Transmission owner(s) will give the data to the System Operator for use in billing and settlement*
- *The transmission owners' costs will be included in the transmission tariff.[3: 5.1.2]*

***Recommendation 6-64.** The MDC recommends that all meters for generation or other injection points to the grid be paid for by the generator.[3: 5.1.2]*

Recommendation 6-65. The MDC recommends that there be appropriate codes of conduct for the unbundled parts of NB Power:

- ***The Codes of Conduct will be approved by the PUB;***
- ***The Codes of Conduct will prevent inappropriate data sharing; and***
- ***The Codes of Conduct should ensure that NB Power Genco gets no competitive advantage over other competitive suppliers from its affiliation with NB Power Transco and Disco.[3: 5.2]***

Recommendation 6-66. The MDC recommends that customers have authority over release of meter data pertaining to their own electricity use:

- ***NB Power Transco can only disclose individual customer's metering data to third parties other than the System Operator with the customer's permission;***
- ***The System Operator can use the data to fulfill its responsibilities, but cannot disclose individual customer's metering data to third parties other than for billing and settlement purposes;***
- ***NB Power Transco must provide data to prospective suppliers for purpose of preparing proposals, when directed to do so by the customer;***
- ***NB Power Genco should be treated as a prospective supplier to ensure a level playing field; and***
- ***NB Power Transco, Disco and Genco Codes of Conduct will ensure no inappropriate data sharing.[3: 5.2]***

Recommendation 6-67. The MDC recommends that the tariff design approved by the PUB provide that self-generators connected to the transmission system pay for ancillary services on the basis of monthly net non-coincident peak demand.[2: 6.2.3]

Recommendation 6-68. The MDC recommends that the transmission tariff approved by the PUB provide that self-generators choosing network service will be charged for transmission service on the basis of their monthly net non-coincident peak demand.[2: 6.2.3]

Recommendation 6-69. The MDC recommends that the design of the transmission tariff seek to mitigate potential rate shock to self-generators.[3: 5.3]

Recommendation 6-70. The MDC recommends that the transmission tariff approved by the PUB provide that ancillary services charges to distribution utilities be based on monthly net non-coincident peak demand by delivery point.[2: 6.2.4]

Recommendation 6-71. The MDC recommends that the transmission tariff approved by the PUB provide that network service transmission charges to distribution utilities be based on monthly net non-coincident peak demand by delivery point.[2: 6.1.4]

Recommendation 6-72. The MDC recommends that bills to contestable customers separately identify the cost of transmission and ancillary services.[3: 2.1.5]

Recommendation 7-73. The MDC recommends that, until there is workable competition, the SOS supplier be required to provide back-up service regulated by the PUB. [3: 3.3]

Recommendation 8-74. The MDC recommends that the Province implement the following programs in order to meet its goals for environmental protection and enhancement in an economically efficient manner:

- ***Net metering and support for embedded generation;***
- ***Renewable portfolio standards;***
- ***Energy efficiency programs;***
- ***Green pricing;***
- ***Broad-based CO_2 emissions trading;***
- ***Emission performance standards; and***
- ***Promoting cogeneration.[3: 6]***

Recommendation 8-75. The MDC recommends that distribution utilities must allow embedded renewable generators or cogenerators with capacity of 100 kW or less per metering point to use net metering. Each distribution utility shall establish an amount of kW as a cap for the aggregate capacity of net metering projects within its territory. A suggested cap is 1% of the 5-year average maximum demand of the distribution utility.

Net metered customers will have the choice of:

- *Monthly bill and payment cycle, with net injections over the month paid at the host utility's avoided cost; or*
- *Carryover of net injections which can offset net withdrawals in future months. At the end of each calendar year any net injections will be zeroed out without compensation to the generators. [2: 6.2.6]*

Recommendation 8-76. The MDC recommends that distribution utilities be required to adopt an appropriate common interconnection standard which does not discriminate against embedded generation. [2: 6.2.4]

Recommendation 8-77. The MDC recommends that the host utility be required to purchase electricity under contract from embedded generators at a price equal to its avoided cost.[2: 6.2.5]

Recommendation 8-78. The MDC recommends that the Province implement a Renewable Portfolio Standard (RPS) in order to help meet the goal of environmental protection and enhancement and achieve the White Paper's objective to foster the development of renewable energy resources.[3: 6.1]

Recommendation 8-79. The MDC recommends that the Renewable Portfolio Standard (RPS) be based on the following principles:

- *An RPS is a tool that should be implemented by the government in order to help meet its environmental protection and enhancement goals without creating undue upward pressure on rates;*
- *An RPS should be based on a percentage of total customer electricity use;*
- *The RPS requirement should be placed on loads;*
- *Customers who choose a competitive supplier or self-supply must demonstrate that they meet the RPS requirement;*
- *The SOS supplier shall meet the RPS requirement on behalf of all remaining customers;*
- *The percentage should gradually increase over time, in a way that is determined in advance, to provide certainty to developers of renewables. In setting this percentage increase due consideration should be given to the expected requirement for new generation resources;*
- *Existing renewables would be the floor above which the RPS requirement for new projects is set. RPS energy can only come from:*

- *New renewable projects*
- *Incremental capability from existing renewable facilities*
- *Refurbishment of existing renewable facilities in lieu of retirement. [3: 6.1]*

Recommendation 8-80. The MDC recommends the following principles be used in designing energy efficiency programs:

- *The energy efficiency programs should have dedicated program funding;*
- *Energy efficiency programs need a central facilitator separate from energy suppliers;*
- *Energy efficiency programs should be designed based on following best (and avoiding worst) practice; and*
- *New energy efficiency programs should complement, but not duplicate existing programs. [3: 6.2]*

Recommendation 8-81. The MDC recommends that green pricing programs be based on the following principles:

- *Energy from renewable sources that receive an RPS credit cannot be offered as green power; and*
- *Green power be defined according to a widely accepted definition, such as the EcoLogo definition . [3: 6.3]*

Recommendation 8-82. The MDC recommends that the Province, in negotiation with the federal government and the New England Governors and Eastern Canadian Premiers, pursue the inclusion of emissions trading as part of the Climate Change Action Plan.

The MDC recommends that an emission trading system be based on the following principles:

- *Tradeable permits be for CO_2 and other greenhouse gases converted to CO_2 equivalent emissions;*
- *The system be geographically broad based;*
- *Compliance be certified through a registry; and*
- *The system should be based on a cap which should decline over time.[3: 6.4]*

Recommendation 8-83. The MDC recommends that the Province consider the application of emission performance standards as part of its Climate Change Action Plan. Compliance with such standards could be a requirement for electricity sales into New Brunswick and/or as a means of allocating caps under a regional or national trading market. [3: 6.5]

Recommendation 8-84. The MDC recommends that the Province establish a multi-stakeholder group to identify barriers to the development of cogeneration in New Brunswick and recommend specific policies to encourage cogeneration. The group should consider such things as:

- ***Preferential treatment of cogeneration to meet new supply requirements;***
- ***Reduced (or no) exit fees for cogeneration projects;***
- ***Credits to cogeneration projects for reduced environmental impacts;***
- ***A cogeneration portfolio standard; and***
- ***Differential treatment based on heat rates, size, fuel, etc.[3: 6.6]***

Recommendation 9-85. The MDC recommends that, as a general principle, the cost of an exiting SOS customer that would otherwise be imposed on remaining SOS customers should be assigned directly to that customer.[3: 7.1.1]

Recommendation 9-86. The MDC recommends that a contestable customer be assumed to create stranded costs only when it takes a deliberate action to reduce its firm load through the procurement of competitive supply or the development of a self-generation project. [3: 7.1.1]

Recommendation 9-87. The MDC recommends that a contestable customer that leaves SOS for a portion of its load would be viewed as potentially creating stranded costs for that portion of its load that would no longer be served by SOS.[3: 7.1.1]

Recommendation 9-88. The MDC recommends that stranded cost recovery be based on costs of all resources to meet SOS supply obligations. Such costs would include the Vesting Contract and contracts prudently entered by the SOS supplier.[3: 7.1.2]

Recommendation 9-89. The MDC recommends that supply contracts entered into (after an RFP process) by the SOS supplier for amounts above the Vesting Contract amounts be one of the elements subject to review in the rate setting process for the SOS supplier.[3: 7.1.2]

Recommendation 9-90. The MDC recommends that stranded cost recovery be based on the firm load of the exiting contestable customer at the time of notification of exit.[3: 7.1.2]

Recommendation 9-91. The MDC recommends that whenever an RFP is required for SOS supply, exiting load should be considered as part of the possible supply, and exit fees, if any, could be waived.[3: 7.1.2]

Recommendation 9-92. The MDC recommends that the PUB be given authority:

- ***To determine stranded costs and set exit fees; and***
- ***To review and adjust them as appropriate.[3: 7.1.3]***

Recommendation 9-93. The MDC recommends that the stranded cost methodology reflect the following principles and practices:

- ***Exit fee(s) should not unduly discourage competitive supply choices;***
- ***The exit fee/stranded cost calculations should be transparent so that customers can evaluate their likely costs;***
- ***To provide transparency and some measure of certainty a stranded cost should be established for customer migration up to a specific level; and***
- ***The customer should have the right to an explicit calculation of its exit fees at the customer's expense.[3: 7.1.3]***

Recommendation 9-94. The MDC recommends that the Minister develop a draft of the market rules, the Market Advisory Committee review and revise this draft as necessary and be charged with final responsibility of developing the initial market rules that will be submitted to the Minister for approval.[3: 7.2]

Recommendation 9-95. The MDC recommends that the objectives used to guide the market rule development be:

- ***To implement the recommendations made by the MDC; and***
- ***To promote the following principles (as further outlined in The Criteria for Decisions of the MDC):***
    - ***Economic efficiency and the efficient allocation of risk;***

- *Reliability of the system;*
- *Transparency;*
- *Fairness;*
- *Robustness;*
- *Enforceability;*
- *Environmental protection and enhancement; and*
- *Protection of non-contestable customers. [3:7.2]*

RESOLUTIONS:

Resolution 1. The MDC agrees that the primary consideration in the implementation of the market is the assurance of total independence of transmission system and market operations from generation.

Resolution 2. The MDC believes that there should be appropriate mechanisms to maximize the opportunity for wholesale and large industrial electricity customers to participate in the market at the time of market opening.

Furthermore, appropriate mechanisms should be in place to ensure that New Brunswick Power's behavior during the transition to market opening not impede effective operation of the electricity market after market opening.

APPENDIX B

MARKET DESIGN COMMITTEE MEMBERS AND ALTERNATES

APPENDIX B – Market Design Committee Membership

Chair:

Vice Chairman:

Organization	Appointed Member	Alternate Member
Department of Natural Resources and Energy (Vice Chair)	Don Bennett	Marion Rigby (Secretary)
J. D. Irving, Limited	Mark Medina	Wayne Webb
Noranda Inc.	Bruce Chamberlain	Jean Guy Paulin
City of Edmundston	Laurent Mallais	Jean Guy Morgan
Saint John Energy	Jennifer Coughlan	Tony Furness
Conservation Council of New Brunswick	Dr. Andrew Secord	David Coon
Irving Oil Limited	Mark Brown	Chris Crimm
McCain Foods Ltd.	Donald Wishart	John Corey
Fraser Papers Inc., Edmundston Operations	Cliff Caulfield	Ron Beaulieu
Enbridge Gas N.B.	John Thompson	Brad Morris
NB Power	William Marshall	George Porter

Organization	Appointed Member	Alternate Member
Westcoast Power Inc.	Frank Dixon	Rainer Malchanek
Board of Commissioners of Public Utilities	Doug Goss	Gay Drescher
Premier's Round Table on Environment and Economy	Jennie Davies	Kenneth Cox
WPS Energy Services Inc.	Ed Howard	Dwayne Conley
Village of Perth-Andover	Dan Dionne	Susan Murchison

APPENDIX C

GLOSSARY OF TERMS

APPENDIX C - Glossary

Acid Rain
Also called acid precipitation or acid deposition, acid rain is precipitation containing harmful amounts of nitric and sulphuric acids formed primarily by nitrogen oxides and sulphur oxides released into the atmosphere when fossil fuels are burned. It can be wet precipitation (rain, snow, or fog) or dry precipitation (absorbed gaseous and particulate matter, aerosol particles or dust).

Agent
Buys or sells on behalf of trader.

Aggregator, Broker, Marketer, Agent & Trader
A profit-motivated entity that acts as an intermediary in arranging transactions between, or on behalf of, generators and customers. It may assemble load or generation into larger blocks (aggregator), act as a negotiator between buyers and sellers (broker), or buy, sell and take physical positions in the marketplace (marketer).

Ancillary Services
Ancillary services are those services necessary to support the transmission of energy from resources to loads while maintaining reliable operation of the transmission system. Ancillary services typically include operating reserves, regulation and frequency imbalance, and voltage support and control. FERC Order 888 named energy imbalances as an ancillary service.

Automatic Generation Control (AGC)
Equipment which automatically adjusts an electric power control area's generation from a central location.

Available Transfer Capability (ATC)
A measure of the remaining physical capability in a transmission network for commercial activity, over and above that already committed to users. Already committed uses would include commitments for both system reliability and commercial transactions.

Backup Supply Service
The provision of capacity and energy to a market participant, either when needed to replace the loss of its generation sources, or to cover that portion of demand that exceeds the generator's capacity to supply for more than a short time.

Baseload Capacity
The category of generating capacity that, primarily due to its low operating costs, tends to operate continuously and steadily. Its output is generally not varied to follow changes in demand.

Biomass
Energy resources derived from organic matter. These include wood, agricultural waste and other living-cell material that can be burned to produce heat energy. They also include algae, sewage and other organic substances that may be used to make energy through chemical processes.

Black Start Capacity
An ancillary service that provides an offsite source of power to enable a Control Area to restore its system, or enables a generator to start its generating units or restore service to its customers if local power is not available. Sometimes referred to as restoration service.

Board
The Board of Commissioners of Public Utilities, constituted under the *Public Utilities Act*.

Bus
An electrical connection point between different parts of the interconnected system such as the connection between a generating facility and the transmission grid in a power station switchyard. Also referred to as a "node."

Capability
The maximum load that a generating unit, generating station, or other electrical apparatus can carry under specified conditions for a given period of time without exceeding approved limits of temperature and stress.

Capacity
The maximum power that a generating unit, generation station, or other electrical apparatus can supply, usually expressed in megawatts.

Capacity Reserve Market
An hourly market in which the market operator purchases generating capacity additional to that required to meet demand and operating reserve requirements in a given future hour.

Co-generator
A generating facility that produces electricity and another form of useful thermal energy (such as heat or steam) used for industrial, commercial, heating, or cooling purposes.

Congestion
The condition under which the transactions that market participants wish to implement exceed the transfer capability of the transmission grid. Congestion usually requires the system operator to adjust the output of generators, decreasing output in one area to relieve the constraint and increasing it in another to continue to meet customer demand.

Congestion Pricing
A method of pricing in which all energy bought and sold in the market operator-administered spot market settles at market-based prices that account for the effects of congestion. Settlement prices are determined from the marginal cost (price) of serving an increment of load at each location.

Connection Asset
Any line, transformer or other piece of transmission equipment that is required to connect a generator or load to the common transmission grid. Typically, connection assets are used by only one or a few entities, and electrical flows tend to be in one direction only.

Constraint
A restriction on a transmission system or segment of a transmission system that may limit the ability to transmit power between, and hence to inject or withdraw power at, various locations. Constraints may be the result of physical limitations, such as the thermal limits of a transmission line; local voltage and stability restrictions; and contingency limits that assure secure operations in the event of an unexpected failure of a transmission or generation facility.

Contestable Market
With respect to market power analysis, any market that is open to outside competitors that would be able to limit the market power of a dominant player, whether or not such outside competitors currently exist or compete in that market.

Control Area
A region on the electricity grid where supply and demand are kept in balance through dispatch by the system operator.

Cost of Service Regulation
See **Rate of Return Regulation**.

CT (Current Transformers)
See Instrument Transformers.

Decommissioning
The act of taking a facility out of service permanently. In the case of a nuclear plant this includes safely closing, and possibly dismantling (or otherwise disposing of) the existing facilities at the end of their service life.

Demand Side Management (DSM)
Measures undertaken to control the level of energy usage at a given time, by increasing or decreasing consumption or shifting consumption to some other time period. DSM efforts can be undertaken by consumers, utilities or third parties.

Bid
A bid submitted to the market indicating the price a purchaser is willing to pay for a specified quantity (MWh or kWh) of electricity.

Derivative Contract
A contract whose value is based on, or derived from, the price of an underlying financial asset or index. Examples of derivatives include Forward Contracts, Futures Contracts, Options.

Direct Load Control
Refers to program activities that can interrupt consumer under direct control of the utility system operator. This type of control usually involves residential consumers. Direct Load Control excludes Interruptible Load and other Load Management effects.

Dispatch
The process by which the System Operator directs the real time operation of a supplier or a purchaser to cause a specified amount of electric energy to be provided to or taken off of the system. Dispatch control includes instructions to synchronize, desynchronize, increase or decrease electrical output and any other instruction relevant to maintaining system security.

Dispatchable Demand
Customer demand that can be adjusted in response to dispatch directions from the System Operator.

Electricity Labeling
The disclosure of specific information related to the electricity being offered by an electricity supplier in a uniform easy to read "label" that allows a consumer to make comparisons among various offers. For example the label may provide information on the environmental impacts associated with the facilities used to generate the electricity being offered.

Embedded Generation
Generation which is not directly connected to the transmission grid and is usually within a distribution system.

Emission Cap
An upper limit placed on the allowable airborne emissions from a polluting facility or from a group of such facilities within a defined region

End-use Consumer or Customer
A residential, commercial, or industrial customer in the energy marketplace who buys energy for its own consumption and not for resale.

Energy Imbalance Service
Provides correction for any hourly mismatch between a transmission customer's energy supply and the demand the customer is obligated/contracted to serve.

Enforceable
One of the five principles for market effectiveness. With reference to agencies being charged with monitoring and enforcing the Market Rules and protocols the agency must have the power to impose sanctions on market participants who violate the Market Rules and the process of investigation of breaches of Market Rules and protocols must be transparent. (see reliability, breaches, fairness and robustness for other principles for market effectiveness)

Ex Ante Measures
With reference to possible ways to mitigate market power, those measures taken before the beginning of market operations to prevent or discourage the exercise of market power, as opposed to measures taken after the market begins (ex post).

Exit Fee
A fee that can be charged when a customer switches electricity suppliers the purpose of which is to provide for the recovery of stranded costs and the investment cost of losing the customer.

Ex Post Measures
With reference to possible ways to mitigate market power, those measures taken after the beginning of market operations to prevent the recurrence of market power abuses observed during market operations. (See ex ante measures.)

Fairness
One of the five principles for market effectiveness. With reference to the market design in relation to participants and category of participants the market design should not artificially discriminate. In addition actions taken to enforce the market rules should follow written rules and protocols. (See enforceable, reliability, transparency, and robustness for other principles for market effectiveness)

FERC
Federal Energy Regulatory Commission. Federal counterpart to state utility regulatory commissions in the United States that regulates the price, terms and conditions of power sold in interstate commerce and regulates the price, terms and conditions of all transmission services. FERC's Order 888, issued in 1996, defines the requirements under which regulated monopolies and power pools must provide non-discriminatory access to participants engaging in wholesale transactions.

Financial Bilateral Contract
A form of agreement between two parties to trade electricity at a price determined by the parties. Also known as a Contract for Differences.

Financial, Security and Commodity Exchanges
Institutions created to facilitate trading in securities, options or future contracts; for example, the Toronto Stock Exchange or New York Mercantile Exchange.

Financial Transmission Right
A tradable contractual right to a payment based on the difference between energy prices at different locations.

Forward Contract
An agreement between two parties in which they agree to the purchase or the sale of a commodity at some future time under fixed conditions.

Futures Contract
A standardized, tradeable agreement between a buyer and a seller to purchase a specified quantity of a commodity (e.g. electrical energy) of specified characteristics, at a later date at a fixed price.

Futures Market
A market in which standardized contracts for the future delivery of commodities or financial instruments are traded.

Futures Option
A contract that confers the right, but not the obligation, to buy a specific quantity of a commodity at a specified price and delivery location.

Generator
An entity that owns and operates an electricity generation facility.

GHG
Green house gas / gasses.

Governance
The process and structure used to direct and manage the business and affairs of a corporation with the objective of enhancing shareholder value, which includes ensuring the financial viability of the business.

Greenfield Investments
Investments in new generation or transmission facilities that are located on new sites, rather than at sites with existing facilities.

Greenhouse Effect
The increasing mean global surface temperature of the earth caused by gases in the atmosphere (including carbon dioxide, methane, nitrous oxide, ozone, and chlorofluorocarbon). The greenhouse effect allows solar radiation to penetrate but absorbs the infrared radiation returning to space.

Green Power Marketing
Commercial process of marketing and selling the output of certain generation sources identified as "green" because they meet certain standards for being deemed environmentally preferable.

Green Pricing
The terminology normally given to a voluntary electricity pricing option, where customers elect to pay an incremental amount to advance the use of renewable generation resources.

Gross Load
Within a distribution system, the total load, including that served by embedded generation.

Gross Load Billing

Transmission charges above cost of power are imposed on all electricity used within the fence of a consumer, including electricity generated inside the fence.

Hedge
A risk management instrument by which a customer or investor seeks to protect a current position or anticipated position in some market by using an opposite or offsetting position.

Hydraulic Power
Electricity produced by water falling through turbines. Hydro-electric power.

Incumbent Utility
The existing utility that serves customers, and in some instances may benefit from its existing customer relationships.

IPPs
Independent Power Producers. Generators owned by entities other than an electric utility.

Independent System Operator (ISO)
A system and market operator, who is independent of other market interests, i.e., has no ownership interest in the transmission facilities and no vested interest in specific market outcomes.

Instrument Transformers
As referenced in this paper, instrument transformers (current transformers (CT) and potential transformers (PT)) are devices installed between the metered circuit and the meter that produce control circuit current and voltage that accurately reflect metered circuit conditions at levels useable by metering equipment. Meters are calibrated using known CT and PT ratings.

Integrated System
The electric system encompassing generation, loads, transmission and distribution facilities.

Interface
The set of transmission interconnections between any two regions.

Intermittent Power Source
A generator, such as a wind turbine, whose output may vary considerably over short periods due to the variability and unpredictability of its external energy source.

Intertie
A transmission line that interconnects two adjacent control areas.

Interruptible Load
Arrangements made between consumers and the System Operator in which the consumer agrees to shed load at the direction of the System Operator, in exchange for compensation. Customers may offer this load to the System Operator as Operating Reserve.

Interval Meter
An electricity meter that is able to record and track a customer's electricity consumption over time so that the consumption in each unit of time can be matched with the cost of power during that period of time.

Kilowatt-hour (kWh)
A standard unit for measuring electricity. Residential customers' rates are usually expressed in cents per kilowatt-hour.

kWh Metering
Metering capable of measuring the total usage or flow of kilowatt-hours on a continuing basis, but not capable of recording and tracking such usage over shorter intervals, such as every hour or half-hour.

LBMP
Location-based marginal pricing. (see LMP)

LDC
Local Distribution Company. An entity that owns a distribution system for the local delivery of energy to consumers.

Least-Cost Dispatch
The scheduling of power production as demand for electricity varies, according to the lowest cost generation sources available to the System Operator, given transmission limits and other constraints.

Light-Handed Regulation
A streamlined regulatory method designed to speed up the process and reduce the cost while balancing the interests of the various parties and allowing the regulator to carry out its statutory duties.

LMP
Locational marginal pricing, or locational pricing. A form of congestion pricing that determines the price of energy at locations on the grid as the marginal cost of serving an increment of load at those different locations.

Load
The amount of electric power delivered or required at any specific point or points on a system. The requirement originates at the energy consuming equipment of the consumer.

Load Profile
An approximation of the amount of energy typically taken during each hour by a consumer or class of consumers over a defined period, such as monthly, given the total amount of energy metered for that defined period. Load profiles are needed for consumers who do not have interval meters, and are used to allocate total kWh usage over the month to each hour, in order to perform settlements that are based on hourly prices.

Load Serving Entities

Any entity, including a load aggregator or power marketer, (i) serving end users within the control area, and (ii) that has been granted the authority or has an obligation pursuant to local law, regulation or franchise to sell electric energy to end users located within the control area.

Load Shedding
The process by which the system operator deliberately removes (either manually or automatically) preselected customer demand from the power system in response to an abnormal condition to maintain the integrity of the system and minimize overall customer outages.

Loop Flow
Unscheduled flow that arises from the physical nature of electricity whereby it follows the path of least resistance. Loop flow occurs on transmission paths other than the path contracted for by transacting parties. Also referred to as parallel path flow.

Losses
The energy that is consumed (lost) in the transmission and distribution of electricity from generation to load.

LSE
A load-serving entity. Historically, electric utilities that had an obligation to serve consumers. An LSE can be distribution utility (DU) supplier energy in addition to some services and competing entities that take on a contractual obligation to serve retail consumers.

Market Clearing Price (MCP)
The price at which a market clears, such that there are no further gains to be made from further trading. In competitive wholesale pool markets, all electricity bought and sold is settled at MCP (in the absence of congestion).

Market Concentration
A measure of how market share is distributed among competing firms.

Market Operator
The entity with the responsibility to operate the real-time spot market for electricity and any other centrally administered forward markets.

Market Power
The ability of a seller, or group of sellers acting in concert, to profitably maintain prices above competitive levels for a significant period of time.

Market Power Mitigation
The means by which a firm's ability to exercise market power is discouraged, limited or prevented.

Market Share
An individual firm's share of the total market sales revenues.

Market Transparency
The ability of market participants to observe and understand the workings of the market.

Megawatt (MW)
Unit of electrical power, used to measure the generating capability capacity of a generating station or the maximum demand of an electricity consumer.

Megawatt-hour (MWh)
A measure of the energy produced by a generating station over time: one megawatt of power produced for 24 hours provides 24 megawatt-hours of energy (as does 24 megawatts produced for one hour).

Merchant Generator / Plant
An electric generating facility that is built without any sales commitments.

Meters or Metering
Equipment that measures and registers the amount and direction of energy quantities over a period of time.

Monopoly
A single firm which is the sole producer of a commodity for which there is no close substitute.

Native Load
The wholesale and retail customers on whose behalf the Transmission Provider, by statute, franchise, regulatory requirement, or contract, has undertaken an obligation to construct and operate the Transmission Provider's system to meet the reliable electric needs of such customers.

NEPOOL
New England Power Pool

NERC
North American Electric Reliability Council. An association of electric utilities established in 1968 in response to the 1965 blackout in the Northeastern U.S. and Ontario. Through the work of 10 regional councils and one affiliate council, NERC members ensure the reliability of the integrated North American bulk power system. NERC develops standards, guidelines and criteria for ensuring system security and evaluating system adequacy, and has succeeded in maintaining a high degree of grid reliability throughout North America.

Net Demand Metering
Electricity that is not self-produced. In other words, net demand metering measures electricity bought from the customers' local utility or from the ISO controlled grid.

Net Energy metering
In many jurisdictions, electricity customers are allowed to produce their own electricity through renewable energy sources and "sell back" any unused capacity to their local utility grid. Put simply, net energy metering means that any kilowatt-hours produced and fed back onto the grid by a customer are subtracted from the kilowatt-hours of electricity obtained from the utility, resulting in net kilowatt-hours.

Net Load
With respect to embedded generation, the resulting (net) load served by the grid after the effects of embedded generation are taken into account.

Net Load Billing
Transmission charges only imposed on power actually delivered through the transmission system.

Net Load Metering
See "net energy metering"

New Brunswick Power Distco
A shorthand name for a possible future entity, unbundled either corporately or functionally from New Brunswick Power. This entity would perform the distribution supply functions currently performed by the New Brunswick Power Customer Service Business Unit.

New Brunswick Power Genco
A shorthand name for a possible future entity, unbundled either corporately or functionally from New Brunswick Power. This entity would contain all of the generation assets and activity of the New Brunswick Power.

Nodal Pricing
A form of LMP in which the (clearing) price for electricity is determined at individual nodes or buses within a transmission system.

Non-Discriminatory Access
The rules that ensure that all market participants have access to the market, the transmission system, distribution systems and ancillary services under the same terms and conditions, with no preferential treatment for those entities who may own, or be affiliated with the owners of, transmission system or distribution system assets.

Non-Utility Generators
See IPPs.

NPCC
Northeast Power Coordinating Council. One of the 10 regional councils under NERC, it is composed of all the major interconnected utilities in Ontario, Quebec, the Maritimes, New York and New England.

OASIS (Open Access Same-Time Information System)
The information system and standards of conduct contained in Part 37 of the Federal Energy Regulatory Commission's regulations and all additional requirements implemented by subsequent Commission orders dealing with OASIS. The OASIS will provide information by electronic means about available transmission capability for point-to-point service and will provide a process for requesting transmission service. OASIS will enable Transmission Providers and Transmission Customers to communicate promptly requests and responses to buy and sell available transmission capacity offered under the Transmission Provider's tariff.

OATT (Open Access Transmission Tariff)
The terms and conditions of OATTs were established by FERC Order 888. The primary objective of an OATT is to ensure that transmission service providers offer

transmission service to others under equivalent terms and conditions as it provides such service to itself and its affiliates.

Option
A contract that gives the right, but not the obligation, to buy a commodity or asset for a fixed price at, by, or before a specific date.

Peaking Capacity
Generating capacity typically used only to meet the peak demand, the highest demand for electricity during the day. Peaking capacity is typically provided by hydroelectric generators or gas-fired combustion turbine generators.

Performance-Based Regulation (PBR)
Any rate-setting mechanism that attempts to link rewards (usually profits) and penalties to desired results or targets.

Point-to-Point Service
Point-to-point service provides a customer the ability to use only that portion of a transmission owner's integrated facility to input power at a specified point and take out the power at a specified point regardless of actual flow.

Pool
Term sometimes used to refer to the generation dispatch coordinated by the System Operator, based on bids to sell and offers to purchase submitted by market participants, and the associated settlement system.

Postage Stamp Rate
A rate for transmission service that does not vary according to distance from the source of the power supply.

PT (PotentialTransformers)
See Instrument Transformers.

Power Marketers
Business entities engaged in buying and selling electricity, but which do not own generating or transmission facilities.

PPA (Power Purchase Agreement)
An agreement that set forth the terms and conditions for the sale of power.

Projected Marginal Energy Cost
The projected sum that has to be paid for the next increment of product or service. The marginal cost of electricity is the price to be paid for kilowatt- hours above and beyond those supplied by available generating capacity.

Ramp Rate
The rate, expressed in megawatts per minute, at which a generator can increase or decrease its output.

Rate
The price charged for a commodity or service. Rates may be subject to regulatory approval or may be set by the marketplace.

Rate of Return Regulation
Process of regulation whereby the regulator sets rates at a level that will cover operating costs and provide an opportunity to earn a reasonable rate of return on the invested property devoted to the business. Also known as Cost of Service Regulation.

Regulation
The oversight of a market by an administrative agency or regulator, including any intervention in the markets to set rates and other terms and conditions under which the regulated service must be provided. Traditional electric regulation attempts to put a monopoly under restraints to achieve prices (rates), output and investment levels comparable to those that would occur under a competitive market.

Regulator
An entity that, through power of law or some other legitimate means, has the authority to impose regulation.

Reliability
One of the five principles for market effectiveness. Reliability is considered to be one of the most important characteristics of any electricity supply and refers to the degree of performance of the elements of the bulk electric system that results in electricity being delivered to customers within accepted standards and in the amount desired. Reliability may be measured by the frequency, duration, and magnitude of adverse effects on the electric supply. (see enforceable, transparency, fairness and robustness for other principles for market effectiveness)

Renewable Portfolio Standard (RPS)
Requirement that a certain amount of electricity sold in a competitive market include some amount produced from approved renewable sources.

Retail Market or Retail Access
A market in which electricity and other energy services are sold directly to consumers by competing suppliers. Also known as Direct Access.

Retailer
An entity that purchases electricity for the purpose of selling electricity to a consumer or acting as agent or broker for a consumer or another retailer with respect to the sale of electricity.

RFP
Request for Proposals. A process for obtaining competing proposals from providers of a service or product.

Revenue Quality (RQ) Metering
Metering that complies with regulations set by Measurement Canada. All market participants (generators, large industrial end-use customers, wholesale municipal customers) and New Brunswick Control Area (NBCA) grid tie points require revenue quality meters. Revenue quality metering systems must meet or exceed 0.2% accuracy.[1]

Robustness
One of the five principles for market effectiveness. Robustness refers to the ability to Market Rules and protocols to function well under a wide range of market circumstances. (see Issue Paper 1 enforceable, transparency, fairness and reliability for other principles for market effectiveness)

RTO (Regional Transmission Organization)
An entity independent of market participants that is responsible for the operation of the transmission system and administration of the transmission tariff. FERC's requirements for RTOs were first set forward in Order 2000.

Self-Regulation
A regulatory approach whereby industry participants develop and administer the rules governing their operations, subject to appeal to a government regulator.

Spot Market
A market in which goods are traded for immediate or near-immediate delivery. In many electricity market designs, the market operator would operate and administer settlements for a spot market, in which suppliers could submit bids to sell and purchasers could submit offers to buy energy through a coordinated auction, with settlements based on market-clearing prices. Market participants are free to use the spot market to sell/purchase energy at market-clearing prices, as needed.

Spot Market Prices
The market-clearing prices determined in a spot market and used as the basis for settlements for all purchases and sales in that spot market.

Stand-by Charge
A charge imposed on a transmission customers to have access to the grid and the generation and ancillary services provided by the grid. Traditionally, stand-by charges have been imposed on customers who relied on the grid only intermittently, on a "stand-by" basis.

---

[1] Tolerance of 0.2% at unity power factor and 0.3% at 0.5 power factor, similar to ANSI standard C12.2.

Stranded Costs/Investment
Costs that cannot be recovered from market prices. With respect to electricity competition, stranded investments are those assets owned by a utility that would become uneconomic in a competitive market.

Strike Price
With reference to bilateral contracts, the price at which parties to the contract have agreed to trade and to settle their transactions.

Substation
Facility equipment that switches, changes, or regulates electric voltage.

System Operator
The entity with the responsibility to monitor and control an electric system in real time. (The term can also refer to the individual at an electric system control centre who is monitoring and controlling the electric system in real-time).

System Losses
Percentage of kWh's injected in to the system that was not ultimately billed to the customer. Losses can be due to line or transformation losses, errors in billing or billing estimates or theft of power.

Tariff
The terms and conditions under which a service or product will be provided, including the rates or charges that users of service or product must pay. Tariffs are usually proposed by the service or commodity provider, and are subject to regulatory approval. Typically, the rates and terms for obtaining transmission service are set forth in a tariff.

Time-of-Use Meter
A meter capable of measuring and recording the amount of electricity used during defined set periods for which specific tariffs for electricity consumption are applicable, such as daytime peak, nighttime off-peak, winter, summer.

Trader
Buys or sells on own account, but generally does not take delivery.

Trading Period
The time period in the marketplace for which physical trades are defined. The trading period for most short-run electricity markets is an hour or half-hour. All bids, offers, nominations must be defined in terms of the trading period (e.g. halfhour, hour etc.). Each trading period has its own schedule and dispatch, as well as its own market-clearing price and settlement.

Transformer
Apparatus which increases or decreases the voltage (the "pressure," as opposed to the current strength) at which electricity flows.

Transmission
The movement or transfer of electric energy over an interconnected group of lines and associated equipment between points of supply and points at which it is transformed for delivery to consumers, or is delivered to other electric systems. Transmission is considered to end when the energy is transformed for distribution to the consumer.

Transmission Services
The acceptance, transmission and delivery of power within a Control Area. May include specific ancillary services.

Transmission Tariffs
The authorized charges levied for provision and use of transmission services.

Transparency
One of the five principles for market effectiveness. Transparency refers to the degree with which the market rules and protocols are simple enough to fulfill the goals of market efficiency and market function. In addition, under this principle actions by the market operator and system operator should be capable of audit and verification and market information should be available to all market participants on a timely basis. (see enforceable, reliability, fairness and reliability for other principles for market effectiveness)

Unbundling
The breaking down of a bundled service into its component parts so that a customer can choose to purchase different components of the service from different parties. When LDCs offered only bundled services, their customers could purchase electricity only from the LDC. In an unbundled environment, the customer can choose to purchase its electricity supply from any supplier it wants and the LDC provides delivery to the customer's meter. Additional unbundling may allow other parties to provide other components of service, such as billing, meter reading, and credit and collection services.

Vesting Contracts
Contracts that are entered into prior to the start of a new market. Typically vesting contracts are used to assure that the benefits (or costs) of key resources owned by the incumbent utility are captured by (or imposed upon) consumers for some defined period after competition begins.

Wheeling
The use of an interconnected transmission system to implement electricity transactions that transmit power into (wheeling in), within, out of (wheeling out) or through (wheeling through) that system.

Wholesale Market
This refers to the market in which electricity and other energy services are sold to wholesalers/retailers/distributors (who in turn sell to retail or end-use customers). A

wholesaler/retailer/distributor of power would have the option to buy its power from a variety of generators or suppliers, and the generators or suppliers would be able to compete to sell their power to a variety of wholesalers/ retailers/distributors.

Zonal Pricing
A form of LMP in which the price for electricity is determined for specific regions or zones (as opposed to points or nodes) of a transmission system.

APPENDIX D

LIST OF THE COMMITTEE'S ISSUES PAPERS

APPENDIX D – Market Design Committee Issues Papers

Criteria for Decisions

Choice of Market Model

System Operator

Congestion Management Issues

Standard Offer Supply

Reliability Issues

Self Generation, Small Generation, and Embedded Generation Issues

Alternative Energy and Environmental Concerns

Stranded Costs and Exit Fees

Miscellaneous Issues

Transmission Grid Metering

Retail Market Issues

All of the above issue papers are available on the website (www.nbmdc-ccmnb.ca).

New Nouveau
Brunswick

Comité de conception du marché du Nouveau-Brunswick

Rapport final

Avril 2002

Site Web du Comité de conception du marché du Nouveau-Brunswick
www.nbmdc-comdc.ca

Table des matières

Résumé iii

1 Introduction 1

1.1 Buts de la politique 1
1.2 Décisions prises par le gouvernement 1
1.3 Modèle établi dans le Livre blanc 2
1.4 Contenu du présent rapport 3

2 Composition et processus du CCM 6

2.1 Composition du Comité 6
2.2 Mandat et processus du Comité 6
2.3 Critères de décision 8

3 Conception du marché 9

3.1 Modèle de marché de base 9
3.2 Participants du marché 10
3.3 Exploitant du réseau 11
3.4 Conception du marché en vue d'en assurer la fiabilité 12
3.5 Services accessoires 27
3.6 Réciprocité 29

4 Service de vente d'un contrat-type 30

4.1 Processus du CCM 31
4.2 Modalités retenues pour la prestation du service de vente d'un contrat-type au Nouveau-Brunswick 31
4.3 Bassin patrimonial 34
4.4 Modalités du contrat d'acquisition du bassin patrimonial 35
4.5 Autres conditions relatives au SCT 36
4.6 Acquisition d'électricité par le fournisseur du SCT 41

5 Rôles et responsabilités de l'organisme de réglementation 43

5.1 Surveillance de l'exploitant du réseau 43
5.2 Surveillance de l'emprise sur le marché 44

5.3 Octroi de permis 45
5.4 Réglementation des tarifs 45
5.5 Approbation des investissements en nouvelles installations de transport 47
6 Transport 48
6.1 Accès au réseau de transport 48
6.2 Gestion de la congestion 49
6.3 Comptoirs 51
6.4 Détermination des frais pour les services de transport et les services accessoires 53
6.5 Dégroupement des frais pour les services de transport et les services accessoires 59
7 Entrave sur le marché 60
7.1 Introduction 60
7.2 Atténuation de l'emprise sur le marché dans un marché à contrats bilatéraux 62
7.3 Réglementation des services accessoires 62
7.4 Réglementation du SCT 63
8 Environnement et énergies renouvelables 66
8.1 Mesurage net et vente de la production intégrée 66
8.2 Normes d'inclusion des ressources renouvelables 68
8.3 Programmes d'efficacité énergétique 69
8.4 Tarification écologique 70
8.5 Échange de droits d'émissions 71
8.6 Normes de rendement en matière d'émissions 72
8.7 Encouragement de la cogénération 72
9 Transition 74
9.1 Coûts non amortis et redevances d'annulation de service 74
9.2 Règles du marché 79
Annexe A – Liste de Recommandations A-1
Annexe B – Membres et Membres Suppléants du Comité de Conception du Marché B-1
Annexe C – Glossaire C-1
Annexe D – Liste des Principales Publications du Comité D-1

RÉSUMÉ

Introduction

Le rapport final du Comité de conception du marché du Nouveau-Brunswick présente un modèle conçu pour la restructuration du marché de l'électricité selon le *Livre blanc : Politique énergétique du Nouveau-Brunswick*. Il contient un résumé de l'analyse et des recommandations faites dans les rapports provisoires que le Comité a publiés à la fin de chacune de ses trois phases de travail.

Le rapport final, qui représente la culmination de dix mois de travail par le Comité, présente deux résolutions et quatre-vingt-quinze recommandations visant à aider à atteindre les principaux objectifs stratégiques établis dans le *Livre blanc*.

Objectifs du *Livre blanc*

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a formé, en juin 2001, un Comité de conception du marché (CCM ou Comité) chargé de le conseiller sur la mise en oeuvre des initiatives de restructuration du marché de l'électricité énoncées dans son *Livre blanc* sur la politique énergétique. Le gouvernement a établi dans son *Livre blanc* des buts qui définissent le contexte de travail du CCM.

Décisions prises par le gouvernement

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a pris un certain nombre de décisions importantes en ce qui concerne la conception du marché de l'électricité, lesquelles figurent dans le *Livre blanc*. Parmi les plus importantes pour l'industrie de l'électricité sont les suivantes :

- le secteur de l'électricité sera restructuré;
- la restructuration avancera d'une façon « délibérée et contrôlée », en commençant par l'instauration d'un régime de concurrence à l'échelon de gros ainsi qu'à l'échelon de détail pour les gros abonnés industriels;
- les abonnés qui n'optent pas ou qui ne peuvent pas opter pour un détaillant d'électricité concurrentiel auront droit à un service en vertu d'un contrat type semblable au service actuellement offert par leur société d'électricité existante;
- le mandat de la Commission des entreprises de service public (CESP) sera élargi pour qu'il englobe la réglementation de nombreux aspects de la nouvelle structure du marché de l'électricité;
- des options de tarification écologique seront offertes et des possibilités de développement seront examinées pour la production d'électricité sur place à petite échelle;

- toute restructuration d'Énergie NB sera considérée séparément du processus de conception du marché.

Le *Livre blanc* stipule que le CCM « se penchera sur le développement du marché de l'électricité, notamment sa conception, sa structure et ses règles, et soumettra des recommandations d'ici avril 2002 ».

Recommandations

Le Comité recommande que le Nouveau-Brunswick instaure un marché à contrats bilatéraux dans lequel les usagers à l'échelon de gros et les gros usagers industriels à l'échelon de détail peuvent conclure des contrats avec d'autres fournisseurs afin de répondre à leurs besoins en énergie électrique. De plus, tout producteur ou fournisseur d'électricité sera libre de vendre par voie contractuelle à des usagers admissibles à l'intérieur et à l'extérieur de la province.

Pour qu'un marché à contrats bilatéraux fonctionne efficacement, il faut que tous les acheteurs et vendeurs admissibles aient un accès libre et non discriminatoire au réseau de transport. L'adoption d'une politique de libre accès au réseau de transport aidera également à satisfaire aux exigences du FERC, ce qui est essentiel pour que les producteurs du Nouveau-Brunswick soient en mesure de vendre leur électricité sur les marchés ouverts qui émergent en Nouvelle-Angleterre et ailleurs aux États-Unis.

L'instauration d'un marché à contrats bilatéraux exigera la mise en place d'un exploitant de réseau. Le CCM a convenu que la première chose à considérer dans l'implantation du marché est la garantie d'une autonomie totale du réseau de transport et de son fonctionnement par rapport aux propriétaires d'installations de production. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau fasse partie d'une entité qui possède et exploite le réseau de transport et que l'exploitant du réseau établisse un mécanisme de gouvernance qui assure que, en ce qui a trait aux fonctions du marché, il relève d'un conseil d'administration indépendant. Il recommande également que l'exploitant du réseau soit doté de larges pouvoirs et responsabilités afin d'exploiter et d'administrer le marché et le système d'approvisionnement en électricité.

Tout en préconisant l'implantation d'un marché de gros concurrentiel pour l'électricité, le *Livre blanc* prévoit que les usagers qui n'optent pas ou qui ne peuvent pas opter pour un autre fournisseur devraient avoir le droit « d'être desservis en vertu d'un contrat type assujetti à des prix et des conditions réglementés correspondant au service qu'ils obtiennent maintenant ».

Pour offrir le service en vertu d'un contrat type, le CCM recommande la désignation d'un « bassin patrimonial » d'électricité disponible à partir des biens de production existants dans la province. Au fur et à mesure que ces biens seront mis hors service et que la charge croîtra, le fournisseur du service en vertu d'un contrat type s'approvisionnera sur le marché. Le fournisseur du service en vertu d'un contrat type devra procéder à une demande de propositions pour l'acquisition, sur le marché, de quantités d'électricité supérieures à celles disponibles auprès du bassin patrimonial. Le CCM recommande que,

pour que les usagers actuels et futurs continuent d'avoir la possibilité de ne pas avoir à s'approvisionner directement sur le marché, une forme quelconque de service en vertu d'un contrat type devrait être offerte indéfiniment.

Les usagers disputables (ceux qui ont le droit d'opter pour un autre fournisseur) peuvent vouloir quitter le service en vertu d'un contrat type et y revenir, et ils peuvent vouloir ne prendre qu'une partie de leurs besoins totaux en électricité du service en vertu d'un contrat type. Comme le recommande le CCM, les usagers disputables pourront quitter le service en vertu d'un contrat type et y revenir, moyennant certaines restrictions. Les usagers qui quittent le service en vertu d'un contrat type ou qui y reviennent seront responsables de tous les coûts que ces décisions imposeront aux autres participants du marché.

Le CCM reconnaît que, dans le contexte actuel de la restructuration du marché, le terme « déréglementation » peut induire en erreur. En effet, le marché à contrats bilatéraux comportera des responsabilités entièrement nouvelles pour l'organisme de réglementation du Nouveau-Brunswick, la CESP. Le CCM recommande que le rôle de la CESP comprenne la surveillance de l'exploitant du réseau et l'observation du marché afin de déceler tout abus d'emprise sur le marché.

Un des buts importants de la politique énergétique du Nouveau-Brunswick est de protéger et d'améliorer l'environnement. La restructuration du marché de l'électricité pourrait contribuer à l'atteinte des objectifs de la politique environnementale. Les coûts économiques totaux des technologies ayant de faibles incidences environnementales peuvent être inférieurs à ceux des technologies classiques lorsqu'on tient compte des coûts liés aux dommages écologiques.

Le CCM recommande un certain nombre de programmes positifs qui aideront le gouvernement à atteindre les buts visés en ce qui a trait à la protection et l'amélioration de l'environnement. Parmi ceux-ci, mentionnons le mesurage net, le soutien de la production intégrée, l'adoption de normes d'inclusion des ressources renouvelables, la mise en place de programmes d'efficacité énergétique, la tarification écologique, l'échange de droits d'émissions de CO_2 à large assise, l'instauration de normes de rendement en matière d'émissions et l'encouragement de la coproduction.

Étapes futures nécessaires

Le Comité de conception du marché a formulé des recommandations sur la nature et le fonctionnement du marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Comme leur mise en application exigera un ensemble plus détaillé de règles pour l'exploitation du marché, le Comité recommande un processus et des principes pour l'élaboration initiale des règles du marché.

Sommaire

Le Comité de conception du marché a eu à relever le défi de concevoir un nouveau cadre permettant à la province de passer d'un système d'approvisionnement en électricité dominé par une entreprise provinciale à intégration verticale à un système qui permet la

production autonome d'électricité et dans lequel les usagers de gros et les gros usagers industriels sont libres d'acquérir de l'électricité auprès d'autres fournisseurs.

Au coeur de ce défi se trouvait la nécessité de trouver un juste équilibre entre les objectifs du *Livre blanc*, à savoir créer et encourager un marché de concurrence pour l'électricité, et le maintien d'un service en vertu d'un contrat type pour les usagers qui ne peuvent pas ou qui ne veulent pas obtenir leur électricité directement sur le marché.

Pour relever ce défi, le Comité s'est guidé sur un certain nombre de critères, notamment la fiabilité, l'équité, la robustesse, la protection et l'amélioration de l'environnement, et la protection des usagers non disputables.

L'équilibre auquel est arrivé le Comité devrait assurer le maintien d'un approvisionnement sûr et économique en énergie électrique, amélioré par l'accès à d'autres fournisseurs et à de nouvelles installations de production sur le marché, pour satisfaire à la croissance future de la charge.

1 INTRODUCTION

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a formé un Comité de conception du marché (CCM ou Comité) en juin 2001 afin de le conseiller sur la mise en oeuvre des initiatives de restructuration du marché de l'électricité énoncées dans le *Livre blanc – Politique énergétique du Nouveau-Brunswick*[1]. Le CCM doit présenter ses recommandations finales au ministre des Ressources naturelles et de l'Énergie d'ici avril 2002.

1.1 Buts de la politique

Dans son *Livre blanc*, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a formulé les buts de sa politique énergétique, ainsi qu'un certain nombre de décisions et de directives. Ainsi, la politique vise à :

- assurer un approvisionnement sûr, fiable et économique en énergie aux usagers résidentiels, commerciaux et industriels;
- encourager l'efficacité économique dans les systèmes et les services énergétiques;
- favoriser les possibilités de développement économique;
- protéger et améliorer l'environnement; et
- maintenir en place un régime de réglementation efficace et transparent.

Ces buts servent de cadre au travail du CCM du Nouveau-Brunswick.

1.2 Décisions prises par le gouvernement

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a pris un certain nombre de décisions importantes en ce qui concerne la conception du marché de l'électricité, notamment les suivantes énoncées dans le *Livre blanc* :

- Que le secteur de l'électricité sera restructuré.
- Que la restructuration avancera d'une façon « délibérée et contrôlée » plutôt que précipitée. Cela comprend l'instauration d'un régime de concurrence aussi bien à l'échelon de gros qu'à celui de détail pour les gros abonnés industriels et la réévaluation des mérites d'une concurrence au détail sur le marché de masse.

---

[1] Gouvernement du Nouveau-Brunswick, *Livre blanc – Politique énergétique du Nouveau-Brunswick, janvier 2001.*

- Les abonnés qui n'optent pas pour un détaillant d'électricité concurrentiel auront droit à un service en vertu d'un contrat type semblable au service actuellement offert par leur société d'électricité existante.

- Que la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) continuera de discuter de l'alignement de son réseau de transport avec celui de ses voisins par le biais d'une organisation régionale de transport (ORT) afin de faciliter les mouvements interréseaux.

- Que, pour satisfaire aux exigences des ordonnances n° 888 et 889 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), le Nouveau-Brunswick adoptera un tarif de transport à libre accès (TTLA).

- Que toute restructuration d'Énergie NB sera considérée séparément du processus de conception du marché, sauf si l'examen, par le CCM, des opérations de l'ORT ou des mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché a une incidence sur la société d'électricité.

- Que le règlement des questions financières et opérationnelles touchant la société d'électricité provinciale ne fait pas partie du mandat du CCM, sauf si des questions telles que les redevances d'annulation de service ou les droits équivalents sont examinées afin d'en déterminer l'incidence sur la concurrence.

- Que le processus de conception du marché sera ouvert, de manière à favoriser la participation active du gouvernement, de l'industrie et d'autres intervenants.

- Que le Comité présentera ses recommandations finales d'ici avril 2002 sur toutes les questions comprises dans son mandat.

1.3 Mandat établi dans le *Livre blanc*

Le *Livre blanc* dit que le CCM « se penchera sur le développement du marché de l'électricité, notamment sa conception, sa structure et ses règles, et soumettra des recommandations d'ici avril 2002 ».

Le *Livre blanc* confie des tâches précises au CCM, notamment les suivantes :

- formuler des recommandations sur tous les codes et protocoles d'opération;
- formuler des recommandations sur la surveillance du marché et l'établissement d'un marché relativement concurrentiel;
- examiner la fiabilité de l'approvisionnement du Nouveau-Brunswick dans ses recommandations au sujet de la structure du marché;
- examiner des façons d'éviter une perturbation des tarifs des producteurs autonomes existants (pour les services accessoires, le transport, le service auxiliaire en vertu d'un contrat type);

- formuler des recommandations visant à atténuer son emprise sur le marché de l'électricité de gros et celui des gros usagers de détail;
- évaluer les méthodes de recouvrement des coûts non amortis;
- examiner la nécessité d'exiger la réciprocité dans la conception du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick et formuler des recommandations à cet égard; et
- examiner le rôle et le traitement de la production locale d'électricité à petite échelle et formuler des recommandations à cet égard.

Le CCM considère ces instructions comme se situant dans le contexte de la politique énergétique du Nouveau-Brunswick, telle qu'énoncée dans le *Livre blanc*.

1.4 Contenu du présent rapport

Le rapport traite des principaux sujets que le CCM s'est vu confier.

Le premier chapitre porte sur le mandat et le processus du Comité.

Les autres chapitres traitent des sujets sur lesquels le Comité s'est penché, soit, dans l'ordre : le modèle de marché de base, y compris la définition de l'exploitant du réseau et de son mode de gouvernance, les responsabilités de l'exploitant du réseau, la fiabilité et la réciprocité; le service en vertu d'un contrat type; l'environnement et les énergies renouvelables; l'emprise sur le marché; les rôles et les responsabilités de l'organisme de réglementation; le transport d'électricité; et les processus continus dont les règles du marché. Toutes les recommandations du CCM sont apparus dans l'un des trois rapports provisoires[2]. Les chiffres entre crochets après chaque recommandation renvoient à la source. Le premier chiffre désigne le rapport provisoire dans lequel la recommandation est apparue; le deuxième chiffre, après les deux-points, désigne la section du rapport dans laquelle la recommandation figure.

De plus, le CCM a formulé des résolutions ayant trait aux directives générales qui, selon le Comité, devraient être poursuivies.

Le rapport compte plusieurs annexes. La première comprend toutes les recommandations faites par le Comité, avec renvois aux rapports provisoires pertinents. L'annexe B comprend une liste des membres du Comité et de leurs remplaçants. L'annexe C comprend un glossaire. L'annexe D présente une liste des principales publications du CCM, lesquelles sont disponibles sur son site Web (www.nbmdc-ccmnb.ca).

---

[2] La formulation de certaines recommandations a été modifiée légèrement afin de la rendre conforme au style ou au contenu des recommandations ultérieures du Comité.

2 COMPOSITION ET PROCESSUS DU CCM

2.1 Composition du Comité

Conformément à l'engagement pris dans le *Livre blanc* en matière d'ouverture, le Ministre a mis sur pied un CCM réunissant une vaste brochette d'intervenants. Le Comité comprenait des représentants des producteurs d'électricité, des gros usagers industriels, des sociétés d'électricité municipales, des groupes écologiques, de la Table ronde du premier ministre sur l'environnement et l'économie, de l'organe de réglementation (Commission des entreprises de service public - CESP), du ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie (Ministère) et de la société d'électricité d'État. Une liste des membres du Comité et de leurs remplaçants figure à l'annexe B.

Les membres du CCM représentaient à la fois leur propre organisation et d'autres intervenants au sein de leur groupe-cible. Ils ont consulté ces intervenants afin d'assurer une participation plus étendue au processus du CCM.

De plus, le CCM a établi un site Web (www.nbmdc-ccmnb.ca) sur lequel il a affiché bon nombre des documents qui lui ont été présentés. Toute partie intéressée était invitée à faire part de ses commentaires au Comité par le biais de ce site.

2.2 Mandat et processus du Comité

Le CCM a élaboré, révisé et adopté un document qui définit ses tâches et décrit son processus de prise de décisions et de fonctionnement interne. Ce document s'intitule *Terms of Reference and Process* (en anglais seulement).

Ce document décrit l'essentiel des tâches du CCM. Il contient les réalisations attendues, les questions de fond à étudier, un plan de travail de haut niveau échelonnant les questions à étudier sur les trois phases et un processus pour les délibérations et l'administration du Comité. Les réalisations attendues y sont décrites comme suit :

Conception du marché d'électricité de gros au Nouveau-Brunswick, y compris tous les aspects nécessaires pour le rendre viable et relativement concurrentiel.

- Conception, structure et rôles du marché de l'électricité
- Codes et protocoles d'opération
- Surveillance du marché de l'électricité, notamment
  - Surveillance du marché
  - Atténuation de l'emprise sur le marché au niveau du marché de gros et du marché de détail des gros usagers
- Transition d'un marché réglementé à un marché concurrentiel
  - Méthode de recouvrement des coûts non amortis
  - Redevances d'annulation de service (ou droits équivalents) pour les producteurs autonomes

- Redevances d'annulation de service (ou droits équivalents) pour les gros usagers
- Moyens d'éviter une perturbation des tarifs pour les usagers existants
- Questions relatives aux provinces et États voisins
  - Besoin de réciprocité dans le marché néo-brunswickois

Ces réalisations couvrent le mandat confié au CCM dans le *Livre blanc*.

Le Comité a organisé son travail en trois phases, chacune ayant duré un trimestre civil.

La première phase a été consacrée aux questions fondamentales liées à la conception du marché, soit le choix d'un modèle de base et la désignation d'un exploitant de réseau, ainsi que l'examen initial des questions relatives au transport d'électricité et à l'emprise sur le marché. La deuxième phase a porté sur les questions d'ordre institutionnel, c'est-à-dire l'exploitant du réseau, l'organe de réglementation et le service en vertu d'un contrat type et son fournisseur. Au cours de cette phase, le CCM a commencé à examiner les questions relatives à l'environnement et à l'emprise sur le marché. À la troisième phase, le Comité s'est concentré sur les questions liées à la transition, à savoir le traitement des coûts non amortis, s'il y a lieu, et le processus d'établissement des règles qui seront nécessaires pour la mise en œuvre de la conception du marché. Au cours de cette dernière phase, le CCM a également conclu ses discussions concernant les politiques de protection et d'amélioration de l'environnement, ainsi que l'atténuation de l'emprise sur le marché.

Dans ses discussions, le CCM a étudié un certain nombre de documents de fond ou d'orientation, chacun portant sur une question particulière, ses solutions possibles et l'expérience d'autres provinces et États. Tous les documents de fond sont disponibles sur le site Web du Comité.

Pour chacune de ces phases, le Comité a publié un rapport provisoire. Tous les rapports provisoires se trouvent également sur le site Web. Le présent rapport résume bon nombre des discussions du Comité, lesquelles sont présentées plus en détail dans les rapports provisoires.

2.3 Critères de décision

Le Comité a également discuté et adopté des critères pour la prise de décisions, lesquels figurent au document de fond n° 1(critères de décision). Y figurent également les objectifs de la restructuration du marché de l'électricité en général.

Il y est précisé, notamment, que les deux principaux buts de la restructuration sont d'améliorer l'efficacité économique du réseau d'approvisionnement en électricité et de répartir les risques entre les parties les mieux placées pour les gérer ou les absorber.

Les critères de décision sont:

- la fiabilité;
- la transparence;

- l'équité;
- la robustesse;
- l'applicabilité;
- la protection et l'amélioration de l'environnement; et
- la protection des usagers du marché non disputable.

Au document de fond n° 1(critères de décision) présente les différentes dimensions de chaque critère.

3 Conception du marché

Un réseau d'électricité tel que celui qui existe au Nouveau-Brunswick consiste en installations de production, un réseau de transport, des réseaux de distribution et des usagers finals. Les installations de production produisent l'électricité qui est consommée par les usagers finals. Le réseau de transport apporte l'électricité en vrac depuis les installations de production jusqu'à (1) un nombre relativement faible d'usagers finals industriels connectés directement qui ont de hauts volumes de consommation, (2) des réseaux de distribution directement connectés et (3) des réseaux de transport chez les provinces et États voisinants, qui sont également connectés directement au réseau de transport. Les réseaux de distribution sont localisés et fournissent des voies par lesquelles l'électricité circule du réseau de transport au reste des usagers finals.

La première chose importante au programme du CCM était le choix d'un modèle de marché de base. Une fois le modèle choisi, le Comité a pu recommander les éléments à y incorporer afin d'établir un marché relativement concurrentiel.

Le *Livre blanc* précise bien que le marché néo-brunswickois de l'électricité doit permettre à tous les usagers industriels connectés au réseau de transport et ayant une charge de 750 kW ou plus et à tous les usagers de gros (les sociétés d'électricité municipales) de choisir leur fournisseur d'électricité d'ici avril 2003. Le modèle de marché adopté par le Comité devait pouvoir remplir cette fonction dans le délai prescrit.

Le *Livre blanc* dit également que les usagers qui ne choisissent pas (ou qui ne peuvent pas choisir) un autre fournisseur d'électricité auront le droit d'acheter de l'électricité à des conditions conformes à celles de leur service actuel. Cette condition a mené à la discussion du service en vertu d'un contrat type (SCT).

3.1 Modèle de marché de base

Le Comité a examiné plusieurs modèles de marché possibles. Le document de fond sur le choix d'un modèle de marché a contribué à cet examen.

Le modèle existant repose sur une société d'électricité monopolistique à intégration verticale. Dans le cas du Nouveau-Brunswick, il s'agit d'Énergie NB, une société d'État[3]. Ce modèle n'a pas été étudié plus avant puisqu'il ne permettra pas d'atteindre le degré de concurrence prescrit dans le *Livre blanc*.

Trois autres modèles ont été présentés au CCM et examinés :

[3] Une étude parallèle du ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie porte sur la structure et la propriété futures d'Énergie NB.

- un marché fondé sur des contrats bilatéraux entre les producteurs et les acheteurs en gros et les gros acheteurs industriels au détail;
- un marché au comptant organisé autour d'un bassin accessible par commission et administré par un exploitant de marché autonome (EMA)[7]; et
- un marché à acheteur ou vendeur unique.

Chacun de ces marchés est traité plus en profondeur dans le document de fond n° 2. On y trouve notamment une description du fonctionnement des marchés, de leurs avantages et inconvénients, ainsi que des exemples de marchés d'autres provinces et États ayant opté pour chaque modèle.

3.1.1 Marché à contrats bilatéraux

Les contrats bilatéraux du marché de gros sont des ententes conclues entre les producteurs d'électricité et les usagers de gros pour la livraison d'électricité. Il peut s'agir de contrats bilatéraux financiers ou matériels. Un contrat financier stipule les quantités et le temps de livraison de l'électricité, ainsi que le prix ou la formule de prix des transactions. La production et la livraison se font selon les règles du marché et les parties au contrat bilatéral financier règlent entre elles tout écart entre leur prix contractuel et le prix du marché.

Un contrat bilatéral matériel stipule les quantités à injecter et à retirer, le moment des injections et des retraits et les points où les injections et les retraits ont lieu. Ces conditions sont établies avec l'exploitant du réseau. Pour des offenses, un contrat bilatéral matériel doit également inclure des droits de transport entre les points d'injection et de retrait.

Dans le modèle fondé sur des contrats bilatéraux, ces derniers constituent une concurrence essentiellement marginale pour un producteur dominant existant. Au fil du temps, on peut s'attendre à ce que les contrats bilatéraux représentent une fraction plus importante du marché total, créant ainsi davantage de concurrence. Un tel marché représente une façon d'instaurer graduellement une concurrence dans l'approvisionnement en électricité.

Un marché à contrats bilatéraux a besoin de plusieurs autres conditions. La plus importante est un accès libre et non discriminatoire au réseau de transport pour tous les acheteurs et vendeurs éventuels. Pour remplir un contrat bilatéral, le vendeur doit transmettre de l'électricité à l'acheteur. Si la transaction est soumise à des prix arbitraires ou à des délais de livraison arbitraires par un exploitant de réseau qui est essentiellement

---

[7] Dans le présent rapport, une distinction est faite entre un EMA qui administre l'échange d'électricité ou le bassin accessible par soumission et un exploitant de réseau autonome (ERA) qui est responsable de l'exploitation du réseau.

un concurrent de fournisseur. Il est peu probable que le marché soit concurrentiel. Il faut également un nombre suffisant de clients n'ayant ni le pouvoir suffisamment élevé pour obtenir de nouveaux coûts.

La CEMI a discuté des avantages et des inconvénients qu'aurait pour le Nouveau Brunswick l'adoption d'un marché à coûts échelonnés comme modèle de « cible de base ».

3.1.2 Marché à base de prix généralement concurrentiel

Ce modèle exige la création d'un « bassin » de prix concurrentiel à l'échelle régionale, dans lequel un opérateur de marché autonome (OMA) administre l'achèvement régional selon les offres et les soumissions des participants du marché. Cette forme de concurrence est celle qu'ont adoptée les sociétés de provience et d'État ayant entrepris leur réseau. Le marché a de nombreux vendeurs qui ne font concurrence les uns les autres. Il y a généralement de multiples acheteurs en gros.

Les prix de bassin de gros sont fondés sur les offres et les soumissions concurrentielles des participants du marché. L'achèvement est fondé sur les mêmes offres et soumissions des acheteurs et des vendeurs sur le marché. Les prix sont dérivés de l'achèvement et des offres et soumissions, et diffèrent généralement à prix qui équilibre couramment le marché. Par exemple, le prix d'équilibre du marché peut être le prix auquel celui de la dernière tranche d'électricité offerte a été fini de vente ne égal au prix de la dernière tranche d'électricité offerte à être fini d'achat.

La Cemi a discuté des avantages et des inconvénients qu'aurait pour le Nouveau Brunswick l'adoption d'un marché à bassin de gros concurrentiel.

3.1.3 Marché à acheteur unique

Le modèle à acheteur unique peut se qualifier de la concurrence du marché de l'électricité repose sur le principe de la monopsone, selon lequel un acheteur monopolistique fait face à des fournisseurs concurrentiels. Il s'agit d'une première étape vers la concurrence de la part d'une société d'électricité monopolistique à intégration verticale. Ce modèle peut être mis en œuvre de différentes façons. Une filiale de production de l'ancienne société verticalement intégrée pourrait être vendue à plusieurs investisseurs et les anciens Public Energy Long-terme pourrait être confiée aux acheteur monopolistique et la nouvelle société productrice. Par ailleurs, la société verticalement intégrée pourrait être maintenue à tels. Une société de l'énergie qui vise la commission concurrentielle ou d'autres processus axés sur le marché.

La CEC n'a pas jugé utile ce modèle parce qu'il ne donne aucun choix aux usagers et ne permet donc pas d'atteindre le niveau de réforme du marché visé par la Loi no Mise.

3.1.4 Recommandation du modèle de marché de base

Le CCM a tenu des discussions approfondies sur le choix du modèle de marché de base. Après discussion, il en est venu à décider que le modèle qui conviendrait le mieux au marché actuellement envisagé au Nouveau-Brunswick est celui qui est fondé sur des contrats bilatéraux. Un marché à contrats bilatéraux permet aux acheteurs et aux vendeurs admissibles de conclure des contrats à leur gaine. Il satisfait directement à l'exigence du *Livre blanc* selon laquelle les usagers de gros et les gros usagers industriels doivent pouvoir choisir leur fournisseur d'électricité. Il est conforme à l'orientation actuelle d'Énergie NB, qui a déjà un tarif de transport à libre accès (TTLA) et qui compte adopter une tarification compatible avec les ordonnances de la FERC.

Un membre du Comité a soutenu que le Nouveau-Brunswick devrait passer directement à la mise en œuvre d'un marché à bassin de gros. Selon le membre en question, cette option, qui serait vue comme faisant partie d'un plus grand bassin incorporant au minimum la Nouvelle-Angleterre, favoriserait la création d'un marché plus concurrentiel en moins de temps.

Recommandation 3-1. Le CCM poursuivra le développement d'un marché à contrats bilatéraux pour le Nouveau-Brunswick. [§ 3.2]

3.2 Participants du marché

Acheteurs

Le *Livre blanc* prescrit que tous les usagers de gros et tous les usagers industriels ayant une charge minimale de 750 kW, prise directement du réseau de transport, auraient le droit de choisir leur propre fournisseur d'électricité.

Le *Livre blanc* ne prescrit aucune autre entité comme acheteur possible d'électricité dans un marché disputable. Afin d'encourager le développement d'un marché robuste, le CCM a tenu à inclure des participants autres que les acheteurs finals, tels que agents, courtiers, négociants, marchands et regroupeurs.

Recommandation 3-2. Le CCM recommande que les acheteurs admissibles dans le marché à contrats bilatéraux du Nouveau-Brunswick comprennent les usagers de gros et les clients industriels finals ayant une charge minimale de 750 kW, prise directement du réseau de transport. Les participants comprendront également tous les agents, courtiers, négociants, producteurs, marchands et regroupeurs agréés au Nouveau-Brunswick. [§ 3.3.1]

Vendeurs

Le *Livre blanc* ne parle pas de qui serait autorisé à vendre dans le marché disputable du Nouveau-Brunswick.

Dans certains marchés, la participation se limite aux producteurs d'une certaine taille. Les petits producteurs peuvent ne pas avoir les moyens de mettre en place l'infrastructure

nécessaire pour participer à des marchés à bassin de gros concurrentiel. Dans un marché à contrats bilatéraux, toutefois, tout producteur peut conclure des contrats s'il choisit d'accepter les coûts de sa participation.

Les vendeurs peuvent également comprendre des fournisseurs admissibles de l'extérieur du Nouveau-Brunswick. Leur accès sera assuré par le biais des interconnexions et du réseau de transport à libre accès. Enfin, si les agents, courtiers, négociants, marchands et regroupeurs ont le droit d'acheter, ils doivent (puisqu'ils ne sont pas des usagers finals eux-mêmes) pouvoir vendre également.

Recommandation 3-3. Le CCM recommande que tous les producteurs admissibles et tous les importateurs admissibles puissent vendre dans le marché à contrats bilatéraux du Nouveau-Brunswick. [1: 3.3.1]

Le CCM s'est penché sur la question de savoir si les producteurs intégrés dans un réseau de distribution sont admissibles à vendre sur le marché à contrats bilatéraux. Ils ne sont connectés au réseau de transport que par l'intermédiaire de leur société hôte. Pour pouvoir participer au marché à contrats bilatéraux, ils doivent pouvoir passer des contrats avec des acheteurs. Un acheteur possible est la société hôte elle-même. D'autres acheteurs possibles sont les usagers admissibles dans le marché à contrats bilatéraux.

Du point de vue du réseau, le seul effet qu'a la présence de producteurs intégrés dans le marché de l'électricité est de réduire la charge de la société hôte. Pour ordonnancer un contrat matériel, le producteur intégré doit faire affaire avec l'exploitant du réseau qui ordonnancera ensuite l'approvisionnement pour la société hôte, net de la production autonome prévue.

À la lumière de ces considérations, le CCM a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 3-4. Le CCM recommande que les producteurs intégrés dans les réseaux de distribution soient admissibles à participer au marché à contrats bilatéraux, sous réserve des règles du marché. Ils doivent informer la société hôte lorsqu'ils injectent de l'électricité. [2; 6.2.5]

La mise à exécution de cette recommandation pourrait entraîner des frais d'administration excessifs. Le CCM a reconnu que les sociétés hôtes ne devraient pas avoir à assumer de tels frais.

3.3 Exploitant du réseau

Le CCM a cerné deux catégories de questions liées à l'exploitant du réseau : institutionnelles et fonctionnelles. Les questions institutionnelles comprennent son identification, autonomie, gouvernance, financement et responsabilisation. Les questions fonctionnelles sont celles qui touchent aux rôles et responsabilités de l'exploitant du réseau, y compris celles liées au marché à contrats bilatéraux, au réseau de transport, aux services accessoires, à la planification à long terme et aux règles du marché.

3.3.1 Questions institutionnelles ayant trait à l'exploitant du réseau

La discussion des questions institutionnelles a débuté par l'examen de l'autonomie. Les mémoires et les divers autres documents d'information présentés au Comité ont souligné l'importance de l'autonomie de l'exploitant du réseau par rapport aux autres participants du marché, en particulier ceux qui possèdent ou qui contrôlent des installations de production.

La situation actuelle au Nouveau-Brunswick en est une de monopole exercé par une société publique à intégration verticale, Énergie NB. Cette dernière possède et contrôle les éléments de production, de transport et de distribution. Énergie NB a des unités commerciales distinctes pour la production d'énergie nucléaire, la production d'énergie conventionnelle, le transport et la distribution/service à la clientèle. Pour arriver à une autonomie complète de l'exploitant du réseau, il faut donc que des changements soient apportés à la structure organisationnelle ou opérationnelle d'Énergie NB.

Le Comité a reconnu l'importance de garder l'exploitant du réseau indépendant du propriétaire et de l'exploitant de toute unité de production. Il a examiné trois modèles offrant des degrés d'autonomie croissants ::

- un exploitant de réseau fonctionnellement dégroupé, faisant partie d'une société à intégration verticale,
- un exploitant de réseau faisant partie d'un propriétaire-exploitant d'un réseau de transport dégroupé,
- un exploitant de réseau entièrement autonome.

Le CCM sait que le gouvernement du Nouveau-Brunswick a un projet distinct en cours afin de l'aider à prendre une décision concernant la structure organisationnelle d'Énergie NB. Ce projet permettra de faire des recommandations au Ministre en ce qui concerne la structure et la propriété d'Énergie NB.

Pour compenser entre l'autonomie de l'exploitant du réseau et le coût de la transition, le CCM a décidé d'opter pour une « société de transport transitionnelle »[5]. La société de transport transitionnelle incorporerait les fonctions de propriétaire-exploitant du réseau de transport à celles d'exploitant de réseau d'électricité. Ce modèle permettra de facilement faire la transition à un exploitant de réseau entièrement autonome à l'avenir, lorsque le marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick sera assez développé. Pour souligner l'importance accordée à l'autonomie de l'exploitant du réseau, le CCM a adopté la résolution 1.

---

[5] Dans son acception actuelle, une société de transport désigne un propriétaire-exploitant d'un réseau de transport et un exploitant d'un réseau d'électricité qui est indépendant des autres participants du marché.

Résolution 1. **Le CCM convient que le premier facteur à considérer dans la mise en oeuvre du marché est l'assurance d'une indépendance totale du réseau de transport et des opérations du marché par rapport à la production.**

Le CCM a également adopté la recommandation 3-5, qui prévoit la création d'une société de transport transitionnelle.

Recommandation 3-5. Le CCM recommande que l'exploitant de réseau choisi pour le marché à contrats bilatéraux du Nouveau-Brunswick fasse partie d'une organisation qui comprenne le propriétaire et l'exploitant du réseau de transport.

Le CCM recommande que cette organisation soit implantée comme unité commerciale de transport fonctionnellement séparée sous des comptes « corporatisés » distincts du reste d'Énergie NB (production, distribution et commercialisation). Pour atteindre l'indépendance visée des opérations du marché et du réseau de transport par rapport à celles de production, le Comité de conception du marché recommande que le gouvernement poursuive à la longue la mise en place d'un modèle axé sur une société de transport ou d'un modèle offrant un niveau équivalent d'autonomie (ERA). [2: 2.1.1]

Compte tenu de cette recommandation, les prochaines questions à régler concernaient l'organisation et la gouvernance de la société de transport, ainsi que sa responsabilisation. Le CCM était incertain de l'orientation que le gouvernement du Nouveau-Brunswick prendra quant à la propriété et l'organisation d'Énergie NB. Faute d'indications claires de la province, le groupe de travail a choisi de faire des recommandations sur deux types différents d'exploitant de réseau :

- une société de transport autonome – qui combine la propriété des installations de transport et les fonctions d'exploitation du réseau en une entité corporative séparée de celle du propriétaire des installations de production, et

- un exploitant de réseau fonctionnellement autonome – qui comporte l'établissement d'une structure de gouvernance indépendante pour les fonctions d'exploitation du réseau dans une entité corporative unique, qui est propriétaire des installations de production et de transport et qui est exploitante du réseau

Le CCM a constaté qu'il est important pour le propriétaire des installations de production et l'exploitant du réseau d'être indépendants des intérêts de production et d'autres intérêts liés au marché.

Dans le cas d'une société de transport autonome qui est une société séparée, le CCM recommande un conseil d'administration entièrement indépendant.

Recommandation 3-6. Le CCM recommande que, si l'entité qui comprend l'exploitant du réseau est une société indépendante de celles qui sont responsables de la production, le conseil d'administration de ladite société consiste entièrement de membres qui n'ont aucun lien direct avec ou aucun intérêt avantageux dans tout participant du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick. [2: 2.1.2]

Par ailleurs, si la fonction d'exploitant de réseau continue de faire partie d'une société intégrée verticalement qui possède et exploite des installations de production et de transport, le CCM demeure convaincu qu'il faut au moins que les fonctions d'exploitant de réseau soient indépendantes des pressions conflictuelles que créerait la propriété des installations de production. La gestion de la société dans son ensemble et par conséquent de la fonction de transport relèverait nécessairement d'un conseil d'administration ayant une obligation fiduciaire de maximiser les rendements de la société dans son ensemble, y compris ses activités de production, ce qui pose un net conflit par rapport à l'obligation de l'exploitant du réseau d'assurer le bon fonctionnement du marché. Le code de conduite de l'exploitant du réseau doit exiger que ce dernier ne doit pas favoriser la production de sa filiale.

Le CCM a recommandé un conseil de gouvernance afin de donner à la fonction d'exploitant de réseau une certaine indépendance par rapport à la direction du propriétaire de la société de transport. La direction de l'exploitant du réseau relèverait du conseil de gouvernance pour toutes les questions ayant trait au marché. Le CCM avait encore des réserves quant au degré d'indépendance que ce modèle offrirait.

Recommandation 3-7. Le CCM recommande que, s'il fait partie d'une société qui possède des ressources de production au Nouveau-Brunswick, l'exploitant du réseau devrait rendre compte de ses fonctions liées au marché à un conseil de gouvernance qui est séparé du conseil d'administration de la société.

Les fonctions liées au marché comprennent :

- ***l'établissement et la révision des règles du marché;***
- ***l'exploitation du marché à contrats bilatéraux;***
- ***l'exploitation du marché d'équilibrage;***
- ***l'observation et la surveillance du marché;***
- ***l'exploitation du réseau, y compris l'ordonnancement de l'acheminement de la production.***

Les employés chargés de remplir les fonctions de l'exploitant du réseau ont pour responsabilité première de rendre des comptes au conseil de gouvernance dont ils relèvent :

- ***les membres du conseil de gouvernance ne sont pas des employés de l'exploitant du réseau;***
- ***les membres du conseil de gouvernance sont choisis à titre d'experts par le gouvernement;***
- ***les membres du conseil de gouvernance doivent être indépendants des participants du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick. [2: 2.1.2]***

L'exploitant du réseau doit également rendre des comptes, tant financièrement que pour ses fonctions. Étant donné que l'organisme de réglementation, la Commission des

entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (CESP), sera de toute manière chargée de la réglementation du propriétaire du réseau de transport incombera, elle peut tout aussi bien être responsable de la réglementation de l'exploitant du réseau, ce qui conforme à ses autres rôles. Le CCM a adopté la recommandation suivante .

Recommandation 3-8. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit soumis à une vérification indépendante en ce qui a trait à l'application des règles du marché et des tarifs, tel que le prescrit la CESP. Il incombera à la CESP d'établir le mandat de vérification et de choisir le vérificateur. [2: 2.1.2]

3.3.2 Rôles et responsabilités de l'exploitant du réseau

L'exploitation du marché de l'électricité revient en gros à trois entités : l'exploitant du réseau, le propriétaire et l'exploitant du réseau de transport (s'il est différent de l'exploitant du réseau) et l'organisme de réglementation. Certains rôles et certaines responsabilités peuvent être répartis de différentes façons entre ces trois entités.

La première préoccupation d'un exploitant de réseau concerne la sécurité et la fiabilité du réseau d'électricité. Pour assurer la sécurité du réseau, l'exploitant doit pouvoir diriger son exploitation, même s'il peut ne pas exploiter directement aucun des éléments du réseau.

Un grand nombre d'autres rôles et responsabilités pourraient être confiés à plus d'une des trois entités mentionnées. Le CCM a discuté de diverses options et a fait des recommandations sur l'attribution des rôles et responsabilités de l'exploitant du réseau dans plusieurs domaines, notamment l'exploitation courante du marché, la surveillance du marché, la surveillance de la conformité, l'octroi de permis, les règles du marché, le rôle de l'exploitant du réseau face à toute organisation régionale de transport (ORT), les plaintes et le règlement des litiges.

Exploitation courante du marché

Pour exploiter le marché à contrats bilatéraux comme l'a défini le CCM, l'exploitant du réseau doit avoir une vaste gamme de rôles, de responsabilités et de fonctions. Le CCM a discuté et convenu d'une liste de rôles et de responsabilités ayant trait à l'exploitation du marché. Le CCM a adopté deux recommandations à cet égard, l'une concernant les rôles et l'autre concernant les responsabilités. Ces deux recommandations comprennent une liste de catégories générales.

Recommandation 3-9. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté des rôles suivants :

- ***Rapporteur et diffuseur d'information (charge, besoins du réseau, capacités du réseau, etc.)***
- ***Planificateur (expansion du réseau, etc.)***
- ***Normalisateur (comptage, rendement, etc.)***

- ***Administrateur (tarif, transactions, etc.)***
- ***Facilitateur (contrats bilatéraux, etc.)***
- ***Décideur (expansion des installations de transport, etc.)***
- ***Représentant de la Zone de contrôle des Maritimes (au sein du NPCC, du NERC, etc.). [2: 2.2.7]***

Recommandation 3-10. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté des responsabilités suivantes :

- ***assurer la fiabilité du réseau;***
- ***implanter et administrer le transport à libre accès;***
- ***administrer un marché bilatéral pour l'énergie électrique;***
- ***assurer la liaison avec d'autres exploitants de réseau et de marché;***
- ***faire fonction de régie opérationnelle pour le réseau de production et de transport. [2: 2.2.7]***

Pour ce qui est des fonctions de l'exploitant du réseau, le CCM a adopté une recommandation dans laquelle sont énumérées des fonctions générales, avec annexe où chacune des fonctions est décrite plus en détail. La recommandation est présentée ici.

Recommandation 3-11. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau remplisse les fonctions suivantes :

- ***administration après coup du réseau, du tarif et du marché;***
- ***exploitation en temps réel du réseau;***
- ***administration au préalable du réseau, du tarif et du marché;***
- ***planification à court terme du réseau;***
- ***planification à long terme du réseau;***
- ***élaboration et présentation à la CESP du tarif de transport et des services accessoires. [2: 2.2.7]***

Surveillance du marché

La surveillance du marché comporte la collecte et l'analyse de données ayant trait à l'emprise sur le marché et à la fonctionnalité du marché.

L'emprise sur le marché est l'aptitude d'un participant ou plus à augmenter les prix de façon considérable et à maintenir cette augmentation de manière à accroître leur rentabilité. La fonctionnalité du marché permet de déterminer si le marché fonctionne.

Le *Livre blanc* indique que trois entités auraient un rôle à jouer dans la surveillance du marché : la CESP, le Bureau de la concurrence et l'exploitant du réseau. Il y est précisé que :

> …le gouvernement provincial conférera à la Commission le pouvoir de surveiller la compétitivité du marché de gros et de s'assurer que la société d'électricité d'État est incapable d'exercer une emprise sur le marché. Elle assumera vraisemblablement ce rôle conjointement avec le Bureau de la concurrence et l'exploitant du réseau, qui disposera des données en temps réel nécessaires pour surveiller le comportement des participants du marché[6].

La CESP a ainsi un rôle de premier plan à jouer dans la surveillance du marché. Toutefois, il est également clair que l'exploitant du réseau disposera de la plupart des données nécessaires pour surveiller le marché. Le CCM a également discuté de la question de savoir si l'exploitant du réseau devrait effectuer des analyses indépendantes de ces données ou s'en tenir à réagir aux demandes de données de la CESP. Le CCM estime que l'exploitant du réseau devrait préparer des rapports publics périodiques sur le fonctionnement du marché. Ces rapports seraient de nature générale et ne contiendraient aucune donnée confidentielle. Le CCM estime également que l'exploitant du réseau devrait examiner et présenter à la CESP, sauf exception, l'information recueillie sur le fonctionnement du marché.

Le CCM a également discuté du traitement et de la communication de données confidentielles par l'exploitant du réseau. Le Comité a convenu qu'il y aurait lieu d'inclure dans les règles du marché un énoncé de principe en matière de confidentialité. Cet énoncé définirait quelles données sont confidentielles et comment ces données doivent être traitées et communiquées entre les organismes responsables.

Ces discussions ont conduit aux recommandations suivantes.

Recommandation 3-12. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir et de la responsabilité de fournir les renseignements (y compris les renseignements confidentiels) demandés par la CESP dans son rôle de surveillance de la compétitivité du marché du Nouveau-Brunswick par rapport à l'emprise sur le marché et à la fonctionnalité du marché. [2: 2.2.1]

Recommandation 3-13. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir et de la responsabilité de communiquer des renseignements non confidentiels au public d'une manière instantanée, libre et non discriminatoire. [2: 2.2.1]

---

[6] *Livre blanc*, p. 31.

Observation du marché

Un ensemble de règles sera établi pour mettre en oeuvre le marché. Ces règles définiront les responsabilités précises de tous les participants du marché. Pour que les règles soient efficaces, un organisme quelconque devra veiller à ce qu'elles soient respectées. Des organismes possibles sont l'exploitant du réseau, la CESP ou quelque autre organisme créé expressément à cette fin. Étant donné que l'exploitant du réseau est l'organisme qui se trouve au centre du marché, interagissant constamment avec les participants du marché, il possédera l'information nécessaire pour veiller au respect des règles.

L'exploitant du réseau doit observer le marché de façon continue afin de déceler les infractions aux règles du marché. On s'attend à ce que de nombreuses infractions soient de nature technique, ce qui pourrait entraîner des pénalités sommaires (amendes, etc.). L'exploitant du réseau devrait avoir le pouvoir d'imposer des pénalités pour des infractions mineures aux règles du marché. On pourra en appeler de ces pénalités, le plus probablement auprès de la CESP.

Ces considérations sont établies dans les recommandations suivantes du CCM.

Recommandation 3-14. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir :

- ***d'observer la conformité des participants du marché aux règles du marché;***
- ***de documenter les cas de non-conformité et de mettre cette information à la disposition de la CESP si elle le demande;***
- ***d'appliquer des pénalités et des sanctions conformément aux règles du marché. [2: 2.2.2]***

Octroi de permis

L'octroi de permis incombe en premier lieu à la CESP. On s'attend à ce que cette dernière établisse les conditions d'octroi des permis, délivre les permis et administre le système d'octroi de permis. L'exploitant du réseau devra être en mesure d'exclure des entités non titulaires de permis de participer au marché du Nouveau-Brunswick. La recommandation suivante lui confère ce pouvoir.

Recommandation 3-15. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir et de la responsabilité d'interdire à des entités de participer aux activités du marché du Nouveau-Brunswick pour lesquelles elles ne sont pas autorisées. [2: 2.2.3]

Règles du marché

Le *Livre blanc* chargeait le Comité de conception du marché de développer le marché de l'électricité, notamment en se penchant sur « sa conception, sa structure et ses règles[7] ». Bon nombre des règles et des protocoles d'exploitation seront définis dans le tarif de transport. L'entité responsable du dépôt du tarif sera l'unité de transport d'Énergie NB, qui élaborera les éléments des règles du marché inclus dans le tarif. En vertu de son pouvoir et de sa responsabilité d'approuver le tarif de transport, la CESP aura un droit de regard sur ces aspects des règles de comportement.

L'entité du marché qui sera la plus engagée dans les règles sera l'exploitant du réseau. Par sa position centrale dans le marché, ce sera lui qui se chargera des modifications à apporter aux règles, le cas échéant.

Recommandation 3-16. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir et de la responsabilité d'établir, de mettre à jour et de maintenir les règles du marché. [2: 2.2.4]

Les règles du marché touchent les participants du marché, qui devraient avoir un mot à dire dans toute modification. Outre les participants du marché, la modification des règles du marché peut toucher les intérêts d'autres groupes, notamment les groupes de défense de l'environnement et les usagers. Aussi, devraient-ils avoir un mot à dire dans le processus de modification.

Après discussion, le CCM a recommandé la création d'un comité consultatif sur le marché comme mécanisme de consultation des intervenants. Ce comité consultatif constitue la première étape du processus de modification des règles du marché et de règlement des litiges concernant les règles du marché

La première recommandation porte sur la création et les rôles du comité consultatif, la deuxième, sur la composition de ce dernier et la troisième, sur le règlement des litiges liés aux modifications apportées aux règles du marché.

Recommandation 3-17. Le CCM recommande qu'un comité consultatif sur le marché soit créé afin de conseiller l'exploitant du réseau sur les questions ayant trait :

- ***à la modification des règles du marché;***
- ***aux fonctions que doit remplir l'exploitant du réseau par rapport au marché;***
- ***à l'observation et à la surveillance du marché;***

---

[7] *Livre blanc*, p. 16.

ce, de plus, que :

- *toute question litigieuse puisse être soumise au comité consultatif sur le marché par les membres, l'exploitant du réseau ou d'autres parties intéressées;*
- *le comité consultatif sur le marché recommande des modifications aux règles du marché au conseil d'administration de la société de transport autonome ou au conseil de gouvernance de l'exploitant du réseau, selon le cas;*
- *le comité consultatif sur le marché fasse d'autres recommandations au conseil d'administration ou au conseil de gouvernance de l'exploitant du réseau. [2: 2.2.4]*

***Recommandation** 5-18. La CCM recommande que le comité consultatif sur le marché soit un comité permanent se composant de représentants des participants du marché, des intervenants et de l'exploitant du réseau.*

Les représentants seront choisis de trois façons :

- *chaque groupe inscrit de participants du marché aura des représentants choisis par vote ou selon le groupe;*
- *les groupes d'intervenants désignés (usagers, groupes de défense de l'environnement, etc.) auront des représentants choisis par le gouvernement;*
- *les représentants de l'exploitant du réseau seront choisis par le conseil d'administration de la société de transport autonome ou par le conseil de gouvernance de l'exploitant du réseau, selon le cas. [2: 2.2.4]*

***Recommandation** 5-19. La CCM recommande que :*

- *l'exploitant du réseau, conseillé par le comité consultatif sur le marché, ait le pouvoir de proposer et d'implanter des modifications aux règles du marché;*
- *tout participant du marché ou tout intervenant qui s'oppose aux modifications proposées doive tout d'abord soulever ses objections auprès du comité consultatif sur le marché;*
- *si la réponse du comité consultatif sur le marché ne satisfait pas le participant du marché ou l'intervenant, un appel puisse être interjeté auprès du conseil d'administration de la société de transport autonome ou du conseil de gouvernance de l'exploitant du réseau, selon le cas;*
- *à défaut d'avoir reçu des solutions satisfaisantes de la part de l'organisation de l'exploitant du réseau, le participant du marché ou l'intervenant puisse en appeler auprès de la CESP. [2: 2.2.4]*

Organisation régionale de transport

Par suite de récentes ordonnances de la FERC, des marchés aux États-Unis sont en voie d'être fusionnés en de grandes organisations régionales de transport (ORT). Les États de New York et de la Nouvelle-Angleterre ont commencé à discuter de la formation de leur propre ORT. La *Long Nine* regroupait la société d'électricité d'État de discuter de la formation d'une ORT avec ses voisins. Le Nouveau-Brunswick a amorcé des pourparlers à cette fin avec divers participants éventuels, de sorte que la directive de *Long Nine* demeure pertinente.

Jusqu'ici, les pourparlers qui ont eu lieu sur la formation d'une grande ORT dans le Nord-Est se sont déroulés entre des exploitants de réseau et de marchés. La représentation logique du Nouveau-Brunswick à ces pourparlers est donc l'exploitant du réseau, qui sera responsable de l'administration du marché, et ce, que le Nouveau-Brunswick se joigne ou non à cette ORT.

Recommandation 5-20. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau ait tous les pouvoirs et de la responsabilité de :

- ***poursuivre les pourparlers avec les provinces et les États voisins afin d'améliorer le niveau d'accès global au réseau extérieur;***
- ***présenter des options et recommander des décisions concernant la participation à une ORT ou une organisation semblable au ministre des Ressources naturelles et de l'Énergie;***
- ***consulter et renseigner les intervenants sur le processus de participation à une telle organisation. [2: 3.2.9]***

Plaintes et règlement des litiges

Plusieurs secteurs d'application peuvent donner lieu à des litiges dans le marché de l'électricité. Deux mécanismes distincts peuvent être nécessaires pour le règlement des litiges entre l'exploitant du réseau et le propriétaire-exploitant du réseau de transport. Il va de soi que le règlement des litiges entre ces deux entités incombe à la CESP parce qu'elle aura compétence en ce qui concerne le tarif de transport, y compris le code de conduite.

Les premières étapes du règlement de tout litige entre les participants du marché et l'exploitant du réseau devraient se dérouler à l'interne. Ce n'est qu'après avoir épuisé les mécanismes internes que le litige devrait être réglé à l'externe, c'est-à-dire par la CESP. Le CCM n'a adopté aucune recommandation particulière à cet égard. Il a toutefois fait remarquer que le processus de règlement des litiges aura trait à l'application des règles du marché par l'exploitant du réseau et à d'autres litiges entre l'exploitant du réseau et les participants du marché devront être réglés dans les règles du marché.

3.8 Conception du marché en vue d'en assurer la fiabilité

Assurer « un approvisionnement sûr, fiable et économique en énergie » est un objectif essentiel exprimé dans le Livre blanc. Conformément à cet objectif, le gouvernement a chargé la CCW, dans son Livre blanc, « d'examiner la fiabilité de l'approvisionnement du Nouveau-Brunswick dans ses recommandations au sujet de la structure du marché ».

La CCW a établi un document de fond sur la fiabilité. La fiabilité du réseau électrique comporte deux grands aspects : (1) la sécurité de l'approvisionnement et (2) la suffisance des ressources de production et de transmission pour assurer un approvisionnement adéquat en énergie aux usagers.

3.8.1 Sécurité du réseau

La sécurité de l'approvisionnement est une question d'ordre opérationnel. Les règles et les procédures de sécurité du réseau sont prescrites par la North American Electric Reliability Council (NERC) et la Northeast Power Coordinating Council (NPCC). Ainsi, les normes n'ont pas à être modifiées lorsque la structure du marché change. En conséquence, la CCW n'a pas à prendre des décisions à propos de qui sera responsable du maintien de la sécurité du réseau, mais pas en ce qui concerne les règles et procédures. Dans la structure actuelle du marché, ce rôle revient à la Division du transport d'énergie NB. Selon la nouvelle structure du marché, le candidat le plus évident pour assumer ces responsabilités est l'exploitant du réseau.

Le Comité de conception du marché a formulé la recommandation suivante afin de lui permettre de remplir ses fonctions :

Recommandation 3-21. La CCW recommande que l'exploitant du réseau ait la responsabilité et le pouvoir d'assurer la sécurité du réseau. Pour ce faire, il aura habilité à :

- ***maintenir la sécurité du réseau selon les critères établis par le NERC et le NPCC ou d'autres organismes normalisateurs responsables;***
- ***déterminer les besoins en matière de sécurité du réseau du Nouveau-Brunswick;***
- ***obtenir et fournir des services accessoires à la sécurité;***
- ***représenter le Nouveau-Brunswick au sein des comités du NERC et du NPCC ou d'autres organismes normalisateurs responsables;***
- ***offrir, en vertu d'un TTO, le compatible à l'ordonnance n° 888 de la FERC, les services accessoires requis pour la sécurité du réseau;***
- ***à l'égard de tout pour la sécurité du réseau :***
    - ***exiger qu'un producteur injecte ou n'injecte pas de l'électricité dans le réseau ou qu'un usager retire ou ne retire pas de l'électricité du réseau.***

- *soient qu'un programme d'amélioration de l'efficacité énergétique ou d'économie d'énergie est mis en place.*

- *remplir toute autre fonction nécessaire pour assurer la sécurité du réseau [§ 5.6.1].*

5.6.2 Adéquation de l'approvisionnement

Tout réseau électrique a besoin d'une capacité de réserve pour tenir compte de la charge de pointe et de la meilleure capacité disponible [1] d'un service ou approvisionnement faible [...] ou durable. Même si une réserve de fonctionnement est utilisée pour atténuer les effets de la pointe imprévue, la capacité installée ou sur site à charge limite de pointe prévue représente l'effet combiné des interruptions de production et des charge de pointe anormalement élevée en raison de conditions météorologiques extrêmes et d'interruptions majeures de transport. [...] capacité supérieure à la charge limite prévue ou encore appelée réserve prévisionnelle[2]. Au Nouveau-Brunswick, l'entité responsable en matière de capacité installée de l'Île-du-Prince-Édouard de la charge limite de pointe prévue. Ils utilisent conjointement une prévision de pointe et une marge de fiabilité visant à maintenir une production suffisante pour assurer que les interruptions liées à l'adéquation de l'offre de production surviennent à une fréquence inférieure à une journée en dix ans.

[...] Comité d'électricité qu'il importe de maintenir [...] province au NSPC et au NPCC et adhère à leurs normes et l'un des plus grands fournisseurs de la région. C'est en confiant à l'exploitant du réseau la responsabilité organisationnelle d'assurer l'adéquation de l'approvisionnement qu'on parvient à réunir l'expertise et la capacité voulues en fait de responsabilisation, d'économie et de confiance.

Les recommandations suivantes visent à permettre à l'exploitant du réseau d'évaluer l'adéquation de la capacité.

Recommandation 5.12: La GTM recommande que l'exploitant du réseau ait la responsabilité et le pouvoir d'assurer qu'un niveau adéquat de capacité est disponible dans le marché du Nouveau-Brunswick. Plus précisément, l'exploitant du réseau devrait être habilité à :

- *déterminer les besoins du marché en matière de capacité installée,*
- *observer la capacité disponible et requise,*
- *projeter les surplus et les déficits futurs de capacité,*
- *publier des rapports périodiques (p. ex. une fois par mois et une fois par an),*
- *faire rapport au NPCC et au NERC.*

---

[1] Le glossaire du NERC définit la réserve opérationnelle comme la différence entre la capacité de pointe nominale prévue d'une unité et la charge de pointe prévue, ou la capacité nominale prévue exprimée en un pourcentage de la demande de pointe prévue.

[2] Comité de coordination du marché du Nouveau-Brunswick

- *imposer des pénalités pour les déficits;*
- *revoir les critères de capacité;*
- *recevoir et valider l'information des participants du marché sur leur capacité fournie au marché;*
- *proposer des modifications au système d'évaluation de la capacité (en se fondant sur l'historique des interruptions forcées) s'il y a lieu à l'avenir;*
- *vérifier la capacité nette maximale assurée des fournisseurs de capacité;*
- *remplir d'autres fonctions connexes selon les besoins afin d'assurer l'obligation de la capacité. [2: 3.5.2]*

Une fois que l'exploitant du réseau a déterminé le niveau de capacité nécessaire pour maintenir la fiabilité du réseau, il y a trois stratégies fondamentales pour assurer un niveau adéquat de capacité : (1) se fier uniquement aux signaux de prix du marché et n'établir aucune exigence obligatoire en matière de capacité; (2) établir des exigences en matière de capacité par l'intermédiaire d'un marché à contrats bilatéraux; et (3) établir un marché à capacité installée, exploité par l'exploitant du réseau. Chacune de ces options est discutée en profondeur dans le document de fond n° 7 : Fiabilité.

Reconnaissant l'importance de l'obligation de la capacité pour le bon rendement du marché de l'électricité de gros, les membres du CCM ont généralement convenu que les participants du marché devraient être tenus de fournir une capacité installée suffisante pour assurer la fiabilité du réseau.

Recommandation 3-25. Le CCM recommande que tous les participants qui fournissent une charge au marché du Nouveau-Brunswick aient l'obligation de :

- *fournir une capacité :*
  - *égale à leur part proportionnelle de la charge par rapport aux besoins en capacité installée du réseau;*
  - *fondée sur la charge de pointe prévue*
  - *assujettie aux pénalités applicables au sous-approvisionnement, sur détermination ex post.*

- *faire connaître de façon continue à l'exploitant du réseau les paramètres opérationnels et la disponibilité de la capacité, y compris :*
  - *la capacité nette maximale assurée;*
  - *les déclassements de capacité et les interruptions forcées;*
  - *les calendriers d'entretien*
  - *les calendriers d'exploitation quotidiens et saisonniers.*

- *La responsabilité d'une entité qui fournit une charge à l'égard de la capacité peut être administrée en son nom par d'autres participants du marché. [2: 2.3.2]*

Une capacité installée située à l'extérieur du Nouveau-Brunswick peut contribuer à la fiabilité du réseau néo-brunswickois, comme il est indiqué dans les recommandations suivantes.

Recommandation 3-24. Le CCM recommande que toute capacité ferme destinée au Nouveau-Brunswick et reconnue comme capacité accréditée en vertu des règles du NERC et du NPCC soit admissible pour fournir la capacité requise :

- *Cette capacité doit être certifiée par l'exploitant du réseau :*
  - *initialement lorsqu'elle est construite, et*
  - *sur une base périodique.*
- *Cette capacité peut être acquise par la construction d'installations de production et/ou par l'achat de capacité installée;*
- *Cette capacité peut être acquise à l'extérieur du Nouveau-Brunswick si :*
  - *elle est fermement destinée à être livrée au Nouveau-Brunswick;*
  - *elle satisfait aux exigences en matière de capacité accréditée.[2: 2.3.2]*

Recommandation 3-25. Le CCM recommande que les fournisseurs de capacité dans le marché du Nouveau-Brunswick aient les responsabilités suivantes :

- *aviser l'exploitant du réseau s'ils ne sont pas disponibles;*
- *s'ils sont disponibles, fournir de l'électricité et/ou des services accessoires à la demande de l'exploitant du réseau.*

Des pénalités s'appliqueront si l'électricité demandée et disponible n'est pas fournie. [2: 2.3.2]

3.4.3 Structures du marché nécessaires pour assurer l'adéquation du transport

Un des objectifs définis dans le *Livre blanc* consiste à assurer la fiabilité continue du réseau d'électricité en gros. Pour ce faire, on doit maintenir les critères actuels en matière d'adéquation du transport.

Le CCM a recommandé que l'exploitant du réseau ait le pouvoir et la responsabilité d'assurer l'adéquation du transport. Pour ce faire, le CCM a fait les recommandations suivantes.

Recommandation 3-26. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau ait le pouvoir et la responsabilité d'assurer l'adéquation du réseau de transport dans le marché du Nouveau-Brunswick. Pour ce faire, il devrait être habilité à :

- ***établir des critères d'adéquation du réseau de transport, en tenant compte des critères normalisés des réseaux interconnectés;***
- ***étudier les réseaux futurs de transport et de production au Nouveau-Brunswick et dans les marchés adjacents et réaliser des études sur le réseau afin de déterminer si des installations de transport supplémentaires sont nécessaires;***
- ***publier des examens périodiques (au moins trois fois par année);***
- ***faire rapport au NPCC et au NERC;***
- ***examiner les critères de planification et les modifier s'il y a lieu;***
- ***consulter le(s) propriétaire(s) des installations de transport afin d'établir des normes d'interconnexion;***
- ***réaliser des études sur le réseau pour les connexions proposées de nouvelles installations de production ou de charge afin de déterminer si elles sont nécessaires;***
- ***demander et recevoir des propositions de solutions possibles concernant :***
  - ***le transport;***
  - ***la production;***
  - ***la demande;***
- ***évaluer les propositions selon les critères établis, y compris leur impact environnemental; et***
- ***remplir les autres fonctions connexes nécessaires pour assurer l'adéquation du réseau de transport. [2: 2.3.3]***

Construction d'installations de transport

Dans le cadre de sa fonction de planification à long terme, l'exploitant du réseau doit s'assurer que le réseau a une capacité adéquate. Le transport de l'électricité est un élément crucial du réseau et demeurera un monopole réglementé.

Pour renforcer le rôle de l'exploitant du réseau en ce qui concerne l'adéquation du réseau et pour assurer que l'exploitant du réseau est en mesure de répondre aux besoins de transport s'il le faut pour le bon fonctionnement du marché, le CCM a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 3-27. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté de la responsabilité et du pouvoir de faire construire de nouvelles installations de transport lorsque cela est nécessaire pour assurer l'adéquation du réseau ou le fonctionnement

efficace du marché. Si le propriétaire des installations de transport ne veut pas construire de nouvelles installations, l'exploitant du réseau peut en confier la construction et la propriété à une tierce partie. [2: 2.2.8]

Étant donné que l'exploitant du réseau peut ne pas posséder d'installations de transport, le propriétaire des installations de transport doit coordonner ses activités avec l'exploitant du réseau et veiller à assurer l'adéquation du réseau de transport. Pour assurer cette coordination entre les deux, le CCM a fait la recommandation suivante.

Recommandation 3-28. Le CCM recommande que les propriétaires d'installations de transport aient les responsabilités suivantes :

- ***fournir à l'exploitant du réseau de l'information sur leur réseau de transport;***
- ***exploiter leur réseau de transport sous la direction de l'exploitant du réseau;***
- ***se conformer aux exigences tarifaires;***
- ***se conformer aux exigences du code de conduite;***
- ***consulter l'exploitant du réseau afin d'établir des normes d'interconnexion; et***
- ***se conformer aux procédures et aux protocoles nécessaires, établis par l'exploitant du réseau, pour assurer l'adéquation et la sécurité des installations de transport. [2: 2.3.3]***

3.5 Services accessoires

3.5.1 Déséquilibres énergétiques

Dans le marché du Nouveau-Brunswick, tous les participants doivent ordonnancer des quantités équilibrées d'énergie auprès de l'exploitant du réseau. Il y a déséquilibre énergétique lorsque les quantités réelles injectées ou retirées diffèrent des quantités ordonnancées. Compte tenu de la nature incertaine de l'offre et de la demande d'électricité, un certain déséquilibre est inévitable sans qu'on le veuille. L'exploitant du réseau doit pouvoir garder le réseau en équilibre, ce qu'il fait généralement en ayant recours à des services accessoires tels que le contrôle automatique de la production.

Afin d'utiliser le service des déséquilibres énergétiques e manière à favoriser le marché, le CCM a recommandé de traiter les déséquilibres énergétiques comme un service axé sur le marché, comme suit.

Recommandation 3-29. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau offre un service de déséquilibres énergétiques. L'exploitant du réseau peut obtenir un service de déséquilibres énergétiques auprès des participants du marché, en achetant au prix le plus bas disponible selon certaines contraintes opérationnelles. Le prix du service des déséquilibres énergétiques sera établi selon une valeur substitutive qui tient compte du coût et pourrait aller vers le prix du marché. Le but est d'encourager le développement d'un service efficient et efficace. [1: 3.3.2]

Le CCM a reconnu que les besoins en matière de déséquilibres énergétiques ne pourraient pas créer un véritable marché en temps réel. La quantité d'énergie à transiger serait faible.

Au cours de la phase 3, le CCM a examiné de plus près les mécanismes matériels et opérationnels requis pour un tel marché, constatant qu'il serait plus limité qu'on ne le pensait au début. Le Comité a conclu qu'il préférait reconnaître les limites, tout en recommandant de se diriger vers un marché, si possible, comme il est indiqué dans la recommandation suivante.

Recommandation 3-30. Le CCM recommande qu'un service d'équilibrage soit offert initialement comme service accessoire par l'intermédiaire du tarif de transport et que sa prestation repose sur les principes suivants :

- ***Il devrait fournir efficacement des signaux économiques qui dicteront les comportements à adopter pour assurer l'exploitation fiable du réseau.***
- ***Le prix du service devrait être établi en fonction du marché, si possible, grâce à :***
    - ***des offres incrémentielles et décrémentielles,***
    - ***un prix du marché substitutif,***
    - ***des prix plafond et plancher, au besoin, afin de protéger les participants. [3: 2.2]***

3.5.2 Autres Services accessoires

Plusieurs autres services accessoires doivent être offerts pour que le marché à contrats bilatéraux marche. Lorsque les tarifs de transport et de distribution sont séparés des coûts de l'énergie, les coûts des services accessoires doivent également être dégroupés. Dans le marché à contrats bilatéraux, l'exploitant du réseau offrira tous les services accessoires. À part le service des déséquilibres énergétiques, les principaux services accessoires sont :

- les réserves de fonctionnement;
    - réserve tournante de dix minutes
    - réserve non tournante de dix minutes
    - réserve de trente minutes
- la réglementation ou le contrôle automatique de la production, c'est-à-dire la capacité de varier la production rapidement en réponse à un signal de l'exploitant du réseau;
- le soutien réactif, c'est-à-dire le maintien des tensions du réseau à l'intérieur des niveaux requis;

- le redémarrage à froid, c'est-à-dire la capacité de redémarrer le réseau après une panne générale.

Pour aider à développer le marché, le CCM a décidé que les services accessoires devraient être achetés sur une base concurrentielle lorsque la chose est possible et lorsque les coûts du processus d'achat en régime de concurrence ne sont pas excessifs.

Recommandation 3-31. Le CCM recommande que des services accessoires soient offerts par l'exploitant du réseau, les tarifs étant approuvés par la CESP et assujettis à une vérification. L'exploitant du réseau obtiendra les services accessoires contractuels auprès des participants du marché au coût le plus faible possible, y compris par voie de contrats concurrentiels. [1: 3.3.3]

3.6 Réciprocité

Ayant reconnu que les exigences en matière de réciprocité ont des répercussions importantes pour la compétitivité du marché du Nouveau-Brunswick et qu'elles pourraient avoir un effet sur les risques associés au recouvrement des coûts non amortis, le *Livre blanc* chargeait le CCM « d'examiner la nécessité d'exiger la réciprocité dans son exercice de conception du marché du Nouveau-Brunswick et de formuler des recommandations à cet égard[9] ».

La réciprocité peut aider à atteindre deux objectifs : (1) ouvrir les marchés d'exportation de manière à ce que les producteurs intérieurs puissent concurrencer à l'étranger et (2) accroître la concurrence dans les marchés intérieurs en permettant à des producteurs d'autres marchés d'y pénétrer.

La réciprocité est une pierre angulaire de l'ordonnance n° 888 de la FERC. La FERC a imposé la réciprocité afin d'assurer que tous les réseaux de transport, y compris ceux qui ne relèvent pas d'elle, ouvrent leurs réseaux selon des conditions uniformes. Le pouvoir qu'a la FERC d'imposer des réformes au marché américain n'a pas de parallèle au Canada. Notre équivalent fédéral le plus proche, l'Office national de l'énergie (ONE), a un pouvoir très limité sur la politique énergétique comparativement à celui des provinces. Il est probable qu'un certain nombre de provinces continueront à fonder leurs décisions de principe en matière d'électricité davantage sur leurs intérêts provinciaux que sur des intérêts régionaux plus larges.

Si une province compte retirer des gains économiques d'un plus grand commerce électrique avec des marchés américains ou canadiens, elle va vraisemblement s'assurer de satisfaire au moins à ses exigences minimales en matière de réciprocité. La réciprocité continuera donc à être un levier efficace pour promouvoir une plus grande ouverture de certains marchés.

Les deux provinces où la réciprocité pourrait créer des débouchés pour le Nouveau-Brunswick sont le Québec et la Nouvelle-Écosse. Cependant, ni l'une ni l'autre province

---

[9] *Livre blanc*, p. 34

n'a ouvert ou ne songe actuellement à ouvrir ses marchés de détail au niveau proposé dans le *Livre blanc* du Nouveau-Brunswick. Donc, si le Nouveau-Brunswick devait exiger un niveau d'accès équivalent, il pourrait exclure du marché néo-brunswickois les producteurs d'électricité de ces deux provinces.

Bien que la réciprocité puisse être utilisée pour empêcher l'accès à des sociétés d'électricité qui ne fournissent pas un niveau d'accès équivalent, elle n'empêchera pas nécessairement que l'électricité disponible de ces sociétés soit vendue au Nouveau-Brunswick par le biais de commerçants, de négociants ou de détaillants qui achètent à la frontière. Par conséquent, une disposition de réciprocité ne vas probablement pas représenter un important débouché garanti d'avance pour ces sociétés ou pour les usagers du Nouveau-Brunswick. Toutefois, elle conduirait vraisemblablement à une réduction du nombre de concurrents possibles au Nouveau-Brunswick.

En résumé, le CCM a conclu qu'une disposition de réciprocité ne va probablement pas inciter le Québec et la Nouvelle-Écosse à fournir un niveau d'accès équivalent à celui que recherche le Nouveau-Brunswick. Toutefois, si elle est implantée, elle pourrait réduire le nombre de fournisseurs possibles disponibles aux usagers du Nouveau-Brunswick. De plus, il n'existe pas de risques importants liés aux coûts non amortis si une redevance d'annulation de service est imposée aux usagers qui créent de tels coûts.

Par conséquent, pour avoir de meilleures chances d'augmenter le nombre de fournisseurs et, ainsi, d'instaurer un marché relativement concurrentiel qui permettrait aux usagers d'obtenir des prix concurrentiels, le Comité de conception du marché a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 3-32. Le CCM recommande que la réciprocité ne soit pas exigée pour pouvoir participer aux marchés de détail du Nouveau-Brunswick à ce moment-ci. L'exploitant du réseau aura le pouvoir d'invoquer toutes les dispositions de réciprocité nécessaires dans le tarif de transport à libre accès qu'il administre. [2: 2.4]

4 SERVICE EN VERTU D'UN CONTRAT TYPE

Le mécanisme envisagé dans le *Livre blanc* pour protéger les usagers qui ne peuvent pas opter pour un autre fournisseur et ceux qui n'optent pas pour un autre fournisseur sera celui du service en vertu d'un contrat type (SCT). Le *Livre blanc* stipule que ces usagers devraient avoir le droit « d'être desservis en vertu d'un contrat type assujetti à des prix et des conditions réglementés correspondant au service qu'ils obtiennent maintenant[10] ». Les questions associées à la prestation d'un service en vertu d'un contrat type sont parmi les plus importantes dans la détermination du prix du service et de la compétitivité des marchés de gros et de détail au Nouveau-Brunswick.

4.1 Processus du CCM

Le CCM a longuement discuté de la question du SCT en commençant par l'étude du document de fond n° 6 sur la prestation du service en vertu d'un contrat type.

Dans les modèles que le Comité a examinés, certains aspects de la prestation du SCT dépendront de la structure organisationnelle d'Énergie NB ou de ses successeurs. *Le Comité a donc jugé qu'il n'était pas en mesure de bien discuter de ces aspects puisque la structure future d'Énergie NB est inconnue.*

4.2 Modèles retenus pour la prestation du service en vertu d'un contrat type au Nouveau-Brunswick

Le système de prestation du SCT au Nouveau-Brunswick doit remplir plusieurs fonctions. La façon dont il le fait peut être un facteur important dans la vitesse à laquelle la concurrence est implantée dans la province.

Après avoir examiné divers modèles de prestation du SCT, le CCM s'est concentré sur deux modèles en particulier, que nous appellerons modèle A et modèle B pour les besoins de discussion. Ces deux modèles sont issus de ceux qui nous ont été présentés.

Les deux modèles ont de nombreux points en commun. Dans chacun, la prestation initiale du SCT repose sur le concept d'un bassin patrimonial des biens existants à partir duquel l'électricité serait vendue en vertu d'un ou de plusieurs contrats d'acquisition. Ils continuent chacun à attribuer aux sociétés de distribution locales qui desservent les régions géographiques la responsabilité des connexions de détail et de l'alimentation électrique de leurs abonnés à un tarif fondé sur les coûts. Dans les deux modèles, on prévoit un marché pour les nouveaux approvisionnements en capacité et en énergie.

---

[10] *Livre blanc*, p. 29.

Les exigences imposées à une entité que l'on a appelée à des fins conceptuelles Production Énergie NB[11] sont les mêmes dans les deux modèles. Production Énergie NB serait obligée de fournir la quantité en capacité et en énergie représentée par le(s) contrat(s) d'acquisition au prix réglementé. Dans les deux modèles, l'énergie inutilisée du bassin patrimonial serait retournée à Production Énergie NB qui pourrait la vendre ailleurs.

Les modèles diffèrent toutefois quant à l'identité des contreparties aux contrats d'approvisionnement de base et quant à la durée de l'obligation d'assurer le SCT.

Dans le modèle A, Production Énergie NB traiterait directement avec chaque usager admissible à participer au marché à contrats bilatéraux. Dans le modèle B, elle ne traiterait qu'avec le fournisseur du SCT (qui est désigné ici comme Distribution Énergie NB ou, dans le deuxième rapport provisoire, comme la société de distribution d'Énergie NB).

De nouveaux approvisionnements pourraient être requis soit pour faire face à la croissance de la charge, soit par suite du retrait de biens du bassin patrimonial. Les modèles diffèrent à cet égard. Dans le modèle A, lorsque de nouveaux approvisionnements sont requis, les usagers admissibles (y compris Distribution Énergie B) auraient à les obtenir par voie de contrats individuels. Dans le modèle B, le fournisseur du SCT passerait les contrats nécessaires (dans le cadre d'un processus surveillé de demande de propositions) au nom de tous les usagers.

Donc, après que de nouveaux approvisionnements sont requis, les usagers paieraient un prix pondéré (ancien et nouveau) dans les deux modèles. Dans le modèle A, chaque usager disputable serait responsable du prix de ses nouveaux approvisionnements, tandis que dans le modèle B, le prix serait déterminé collectivement. Ainsi, dans le modèle A, les actes de chaque usager auraient un effet plus direct sur le coût d'acquisition de son électricité, tandis que dans le modèle B, le coût d'acquisition de l'électricité serait déterminé collectivement.

Le CCM a comparé les deux modèles selon de nombreux critères, y compris ceux adoptés dans le document de fond n° 1 (critères de décision). Il a également analysé comment chaque modèle remplirait les fonctions essentielles du marché.

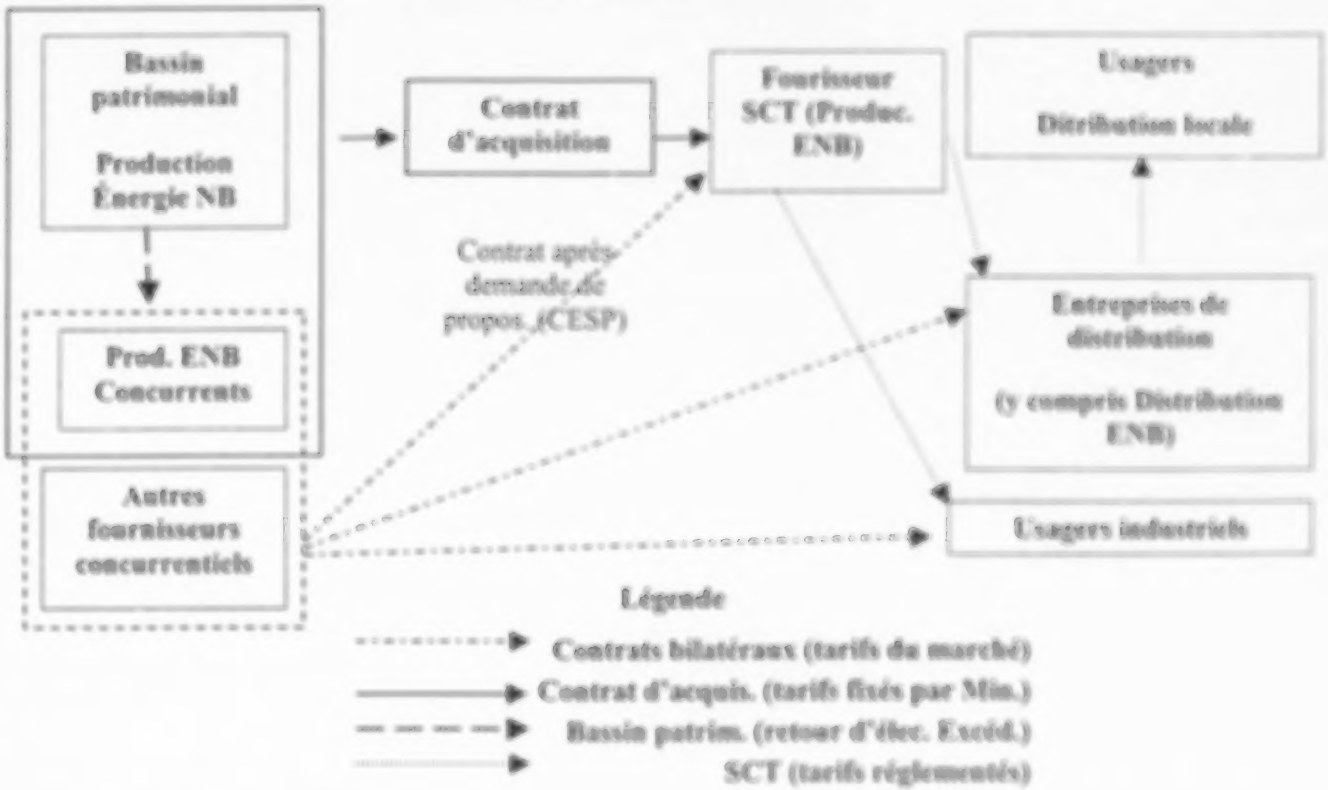
Les préoccupations concernant la protection des usagers par un accès continu à des tarifs réglementés ont été pesées contre les risques d'introduire de nouveaux coûts non amortis et de décourager les nouveaux fournisseurs. Après discussion approfondie, le CCM a indiqué qu'il allait poursuivre l'élaboration du modèle B. Dans ses discussions

---

[11] Le CCM a supposé que Énergie NB serait à tout le moins fonctionnellement dégroupée en des fonctions de production, de transport et de distribution. Pour ce qui est de la prestation du SCT, le CCM a supposé que la fonction du service à la clientèle d'Énergie NB demeurerait au sein de la fonction de distribution, qui est désignée comme Distribution Énergie NB.

ultérieures, le CCM a défini de façon encore plus précise aussi bien le modèle que ses idées concernant le bassin patrimonial et le contrat d'acquisition. Un schéma du modèle adopté est présenté ci-dessous à la figure 1.

Figure 1
Schéma du modèle de marché



Pour adopter ce modèle, le CCM a formulé la recommandation suivante. Certains membres du CCM ont exprimé leur désaccord et se sont abstenus de choisir entre les deux modèles proposés.

Recommandation 4-33: Le CCM recommande que le service en vertu d'un contrat type :

- ***soit fourni par le fournisseur du SCT à tous les usagers qui décident de ne pas opter ou qui sont incapables d'opter pour un autre fournisseur;***
- ***soit offert à des tarifs fondés sur le coût pondéré de la prestation de ce service pour le fournisseur du SCT;***

- *soit obtenu en premier lieu par le fournisseur du SCT auprès du bassin patrimonial à un prix qui sera établi par le Ministère;*
- *soit obtenu par le biais d'une demande de propositions publiée par le fournisseur du SCT dans la mesure où l'énergie ou la capacité disponible auprès du bassin patrimonial est insuffisante;*

et, de plus, que :

- *le fournisseur du SCT publie des rapports annuels vérifiés de façon indépendante qui démontrent que le prix de toute l'énergie fournie en vertu d'un contrat type à son propre réseau de distribution est établi de la même manière que celui de l'énergie fournie à d'autres réseaux de distribution. [2: 3.4]*

4.3 Bassin patrimonial

Le bassin patrimonial est un mécanisme qui permet d'isoler les biens du réseau existant, qui découlent de décisions passées prises sous un ancien régime, de ceux obtenus sous un nouveau régime de marché. Le bassin patrimonial est vu comme une quantité d'énergie qui peut être livrée par les biens de production existants d'Énergie B. Ces biens sont appelés « biens patrimoniaux » parce qu'ils existent au début du marché de concurrence. La recomm ndation faite à propos de la prestation du SCT (4-33 ci-dessus) utilise le terme bassin patrimonial sans toutefois le définir.

Le CCM a défini le bassin patrimonial comme l'aptitude des biens de production et des contrats d'achat existants à livrer de l'électricité aux usagers du Nouveau-Brunswick.

Recommandation 4-34. Le CCM recommande que le bassin patrimonial soit défini initialement comme la quantité d'énergie et la capacité déterminées par l'aptitude des biens de production existant en 1999 à alimenter toute la charge intraprovinciale à un facteur de charge du réseau de 61 %. [3: 2.1.2]

Cette définition laisse ouverte la question du changement de taille du bassin patrimonial au fil des années. Le CCM a bien précisé que l'obligation du bassin patrimonial diminue au fur et à mesure que les biens sous-jacents sont mis hors service. Il a également discuté du concept voulant que les biens qui ont besoin d'une remise en état importante seraient sortis du bassin patrimonial et que l'obligation de Production Énergie NB de livrer de l'électricité au fournisseur du SCT diminuerait en conséquence.

Dans le bassin patrimonial, tous les biens et tous leurs coûts sont mis en commun. Par conséquent, si des centrales y sont incluses après que d'importantes dépenses en capital sont engagées à des fins de remise en état, le coût en capital sera inclus avec tous les autres coûts liés aux biens du bassin patrimonial, pour ensuite être recouvrés à même l'électricité livrée en vertu du contrat d'acquisition. Si les installations remises en état ne sont pas comprises dans le bassin patrimonial, les vendeurs et les acheteurs seront contraints de passer des contrats sur le marché concurrentiel.

La recommandation suivante maintient l'idée que les biens faisant face à une mise hors service soient retirés du bassin patrimonial, qu'ils soient mis hors service ou remis en état.

Recommandation 6-35. Le CCM recommande que, au fur et à mesure que des biens sont mis hors service ou exigent d'importantes dépenses en capital au lieu d'être mis hors service, leur capacité soit retirée du bassin patrimonial. [5: 2.3.2]

Au cours de ses discussions sur le bassin patrimonial, le CCM s'est concentré sur deux centrales actuelles d'Énergie NB qui font face à d'importantes dépenses en capital. Énergie NB a présenté des demandes d'approbation pour la conversion de Coleson Cove et pour la remise en état de Pointe Lepreau. Le CCM a discuté des conséquences qu'aurait le fait d'inclure l'une de ces centrales, les deux centrales ou aucune de ces centrales dans le bassin patrimonial si ces importantes dépenses en capital sont engagées.

Étant donné que les dépenses envisagées pour la centrale de Coleson Cove ne sont pas considérées comme étant engagées au lieu de sa mise hors service, la centrale serait comprise dans le bassin patrimonial conformément à la définition formulée à la recommandation 6-35 ci-dessus. À régler, donc, est la question de Pointe Lepreau.

La recommandation qui suit concorde avec le fait qu'on s'attend à ce que le Ministre examine le marché du Nouveau-Brunswick et soit en mesure de décider à l'avenir s'il y a lieu d'inclure ou non des biens particuliers dans le bassin patrimonial.

Recommandation 6-36. Le CCM recommande que le Ministre décide, avant qu'il ne s'engage à remettre en état la centrale de Pointe Lepreau au lieu de la mettre hors service, si elle sera incluse ou non dans le bassin patrimonial. [5: 2.3.2]

Une autre solution envisagée consisterait à retirer une quantité déterminée de biens du bassin patrimonial. La quantité à retirer et le choix du moment pourraient dépendre d'un événement matériel attendu, tel que la remise en état de la centrale de Pointe Lepreau. Le CCM a suggéré que, si Pointe Lepreau était incluse dans le bassin patrimonial après sa remise en état, le Ministre devrait songer à réduire le bassin patrimonial d'une quantité fixe proche de la capacité de Pointe Lepreau. Cela aiderait à promouvoir un marché de l'électricité concurrentiel au Nouveau-Brunswick. Par exemple, le Ministre pourrait songer à réduire le bassin patrimonial de 200 MW aux deux ans pendant six ans, pour atteindre une réduction totale de 600 MW.

6.8 Modalités du contrat d'acquisition du bassin patrimonial

La figure 1 montre qu'un contrat d'acquisition servira de véhicule pour la livraison au fournisseur du SCT de l'électricité issue du bassin patrimonial. Le contrat d'acquisition sera conclu entre Production Énergie NB et le fournisseur du SCT.

Le CCM a discuté de trois aspects particuliers du contrat d'acquisition, à savoir si le fournisseur du SCT a une option ou une obligation à l'égard de la quantité du bassin patrimonial, comment disposer de toute capacité en sus de la charge intraprovinciale et quel sera le prix de l'électricité fournie en vertu du contrat.

6.8.1 Obligation du fournisseur du SCT

On pourrait attribuer tous les risques au fournisseur du SCT en insérant une clause forfaitaire au contrat d'acquisition, selon laquelle l'acheteur s'engage à payer l'électricité achetée qu'il la reçoive ou non. En revanche, le contrat pourrait stipuler la quantité du bassin patrimonial comme option. Pour protéger le propriétaire des biens, le fournisseur du SCT devrait être assujetti aux mêmes redevances d'annulation de service que celles exigées des autres usagers.

Après discussion, le CCM a décidé que le producteur aurait à courir le risque d'une faible demande, tandis que le fournisseur du SCT sera responsable des coûts non amortis qu'il crée. Il a approuvé la recommandation suivante, qui traite le fournisseur du SCT d'une manière semblable aux autres usagers disponibles.

***Recommandation 6.57.** Le CCM recommande qu'un contrat d'acquisition soit établi entre Production Énergie NB et le fournisseur du SCT. Ce contrat stipulera que le fournisseur du SCT a l'option d'acquérir de l'électricité issue des biens du bassin patrimonial jusqu'à leur capacité définie. [S: 5.1.3]*

***Recommandation 6.58.** Le CCM recommande que l'obligation pour le fournisseur du SCT de prendre de l'électricité issue des biens du bassin patrimonial soit la même que celle pour tout usager disponible; il paie une redevance d'annulation de service s'il crée des coûts non amortis. [S: 5.1.3]*

6.8.2 Disposition de l'électricité excédentaire du bassin patrimonial

Le fournisseur du SCT ne devrait pas toujours avoir besoin de la pleine quantité d'électricité disponible du bassin patrimonial. La quantité disponible du bassin patrimonial est supérieure à la demande prévue pendant au moins les premières années du marché. Le contrat d'acquisition n'oblige pas le fournisseur du SCT à prendre toute la quantité disponible du bassin patrimonial. La pratique courante consiste à vendre toute quantité excédentaire sur les marchés adjacents. La figure 1 montre que l'électricité produite à partir du bassin patrimonial en sus des besoins prévus en vertu du contrat d'acquisition est retournée à Production Énergie NB pour être écoulée sur le marché concurrentiel.

Le CCM a formulé la recommandation suivante afin qu'il soit bien clair qu'elle recommande que Production Énergie NB peut continuer à vendre l'électricité excédentaire.

***Recommandation 6.59.** Le CCM recommande que toute quantité d'électricité issue des biens du bassin patrimonial en sus des besoins courants du fournisseur du SCT puisse être écoulée sur le marché par Production Énergie NB. [S: 5.1.3]*

6.6.1 Établissement du prix de l'électricité fournie en vertu du contrat d'approvisionnement

La recommandation 6-13 invite le Ministre à responsabiliser l'établissement du prix de la quantité d'électricité visée du besoin patrimonial en vertu du contrat d'approvisionnement de la CUM à décider quelle forme de réglementation s'appliquerait éventuellement à l'établissement du prix de l'électricité fournie en vertu du contrat d'approvisionnement.

Une telle approche tient en outre que le prix devrait modifié selon une formule qui tiendrait compte de l'effet de l'évolution du prix des combustibles sur les coûts de production, du taux général d'augmentation du prix des intrants pour les autres ressources utilisées aux fins de production (main-d'œuvre, autres matériaux, etc.) et d'un facteur d'amélioration de la productivité. La formule d'établissement des prix qui en résulterait serait semblable à la formule de réglementation axée sur le rendement qui est actuellement appliquée de façon générale aux lignes électriques (transport, distribution) dans les marchés concurrentiels.

Si le prix de la quantité fournie en vertu du contrat d'approvisionnement doit être établi en fonction du rendement, l'État prévoit-il quelque soit responsable d'en surveiller l'administration. Comme dans le cas de l'établissement des prix initiaux, la CUM a exigé que le gouvernement doit surveillé et contrôle ces prix directement de façon continue. La Cour est d'avis que c'est ce que cette surveillance impose en faisant tenir au gouvernement ou à Production Énergie NB.

Ces décisions sont reflétées dans la recommandation suivante.

Recommandation 6-10. La CUM recommande que le prix de l'électricité issue du besoin patrimonial à fournir par Production Énergie NB au fournisseur du SCF, ou tout le prix initial établi par le Ministre, soit établi selon un mécanisme de réglementation à caractère incitatif (semblable à la réglementation axée sur le rendement), lequel sera déterminé par le Ministre, pour ce qui est des changements après la période initiale. [6.6.1] [1]

La Cour tient dit que « le gouvernement demandera à la société d'électricité d'État établi et de soumettre à la Commission des tarifs équitables de consommation d'électricité d'ici l'automne 2002 ». Puisque durant la première année, la moins, une grande partie de leur besoin sera probablement fournie en vertu du contrat d'acquisition, les entreprises de distribution auront du mal à arriver à un bon tarifaire pour l'établissement des tarifs locaux à moins que le contrat d'acquisition ne prévoit une tarification locale (ou du moins annoncée). Afin d'encourager cette forme de tarification, la CUM a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 6-11. La CUM recommande que le contrat d'acquisition contienne une tarification locative. [6.6.1] [1]

---

[1] Cour Hydro, p. 66.

Le CCM a également indiqué que le *Livre blanc* comporte un engagement à offrir une tarification horaire aux usagers du détail. Cela étant, le CCM a formulé une recommandation ayant trait à la tarification horaire du SCT.

Recommandation 4-42. Le CCM recommande que le fournisseur du SCT adopte une option de tarification horaire pour l'usager dès que l'électricité fournie en vertu du contrat d'acquisition sera facturée sur une base horaire. [3: 2.1.3]

4.8 Autres conditions relatives au SCT

4.8.1 Durée et structure tarifaire du SCT

La recommandation 4-33 laisse sous-entendre qu'une forme quelconque de service en vertu d'un contrat type sera offerte de façon indéfinie. Au début du marché, ce service sera offert au moyen du contrat d'acquisition entre Production Énergie NB et le fournisseur du SCT. Le fournisseur du SCT aura une seule source d'approvisionnement au début, mais de multiples sources dès que la croissance de la charge ou que le retrait de blocs du bassin patrimonial nécessitera une nouvelle source d'approvisionnement.

L'électricité que le fournisseur du SCT livrera à ses abonnés sera réglementée, comme le stipule le *Livre blanc*. Le CCM a recommandé que le SCT soit offert à des tarifs réglementés selon son coût pondéré. La pondération du coût s'entend de la combinaison de l'électricité issue du bassin patrimonial et des résultats d'un processus de demande de propositions entrepris par le fournisseur du SCT.

Le CCM a indiqué que les tarifs du SCT devraient être structurés avec soin. Ils devraient refléter les conditions du coût au fournisseur du SCT, y compris les coûts de l'acquisition de la capacité de réserve nécessaire conformément à la recommandation faite par le CCM en matière de fiabilité au cours de la phase 2.

La tarification de cette électricité sera proposée par le fournisseur du SCT et approuvée par la CESP. Cela étant, le CCM n'a pas jugé utile de faire de recommandations particulières à ce sujet.

4.8.2 Séparation des sources d'approvisionnement

Le CCM a discuté de l'opportunité de permettre aux usagers disposables de choisir la source d'approvisionnement (marché concurrentiel ou SCT) qui répond le mieux à leurs besoins.

En forçant les usagers disposables à conserver ou à délaisser le SCT, on les empêche de profiter abusivement du prix fixe du SCT en alternant fréquemment entre le fournisseur du SCT et un fournisseur concurrentiel. De plus, on simplifie la facturation. Enfin, la séparation des sources d'approvisionnement risque de constituer un fardeau pour le fournisseur du SCT qui devra fournir de l'électricité seulement en période de pointe, lorsque la production est la plus coûteuse.

En revanche, il y a plusieurs avantages à laisser les usagers disputables séparer leurs sources d'approvisionnement. Le plus important vient de ce qu'en ne permettant pas la séparation des sources d'approvisionnement, on pourrait fortement décourager le développement de sources d'approvisionnement concurrentielles.

Dans l'ensemble, le CCM a jugé qu'en interdisant aux usagers admissibles de séparer leurs sources d'approvisionnement, on nuirait au développement d'un marché concurrentiel, d'où la recommandation suivante.

Recommandation 4-43. Le CCM recommande que les usagers disputables puissent s'approvisionner en énergie et en capacité auprès du fournisseur du SCT, du marché concurrentiel ou de toute combinaison de ces deux sources. [3: 2.1.6]

4.5.3 Annulation et réintégration du SCT

Lorsqu'un usager annule son SCT, il peut créer des coûts ou des avantages non amortis. Selon le principe du financement par l'usager, le *Livre blanc* dit que l'usager sortant devrait payer sous forme de redevance d'annulation de service les coûts imposés au réseau[19].

Le fournisseur du SCT est tenu de pouvoir répondre à tous les besoins de ses usagers. Cette obligation s'étend à la croissance de la demande des anciens usagers, ainsi qu'aux nouveaux usagers. À régler à cet égard est la question de savoir si les usagers ayant annulé le SCT devraient pouvoir y revenir et, si oui, s'ils devraient être traités différemment des autres usagers.

Une politique qui permet aux usagers d'annuler et de réintégrer le SCT peut imposer un fardeau au fournisseur du SCT parce qu'ils sont susceptibles de l'annuler lorsque les prix du SCT sont élevés et d'y revenir lorsque les prix sont inférieurs à ceux du marché.

Un aspect du coût pour le fournisseur du SCT concerne l'incertitude de la demande. Le fournisseur pourrait maintenir suffisamment de capacité pour desservir les usagers qui reviennent et risquer de se retrouver avec un excédent. Ou bien le fournisseur pourrait ne pas maintenir suffisamment de capacité et risquer de se retrouver avec une pénurie si l'usager revient. De plus, en laissant les usagers partir et revenir à leur gré, on risque que le fournisseur du SCT n'ait pas assez de capacité lorsque la demande est élevée (et que les prix sont par conséquent élevés) et trop de capacité lorsque la demande est faible (et que les prix sont par conséquent peu élevés sur le marché concurrentiel).

Ces coûts, associés au droit des usagers de revenir au SCT, seront soit assumés par le propriétaire de Production Énergie NB (le gouvernement provincial) et ainsi payés par

---

[19] Le *Livre blanc* demandait également au CCM d'examiner la possibilité d'imposer des redevances d'annulation de service ou tout autre mécanisme approprié pour recouvrer ces coûts.

les contribuables, soit reflétés dans les tarifs du contrat d'acquisition et ainsi inclus dans les tarifs du SCT. Dans ce dernier cas, un coût est imposé aux usagers qui choisissent de ne pas quitter le SCT et à ceux qui n'ont pas la possibilité de le quitter. L'imposition de ce coût est contraire à l'objectif du *Livre blanc* selon lequel « le gouvernement provincial conférera à tous les usagers qui n'opteront pas pour un fournisseur concurrentiel le droit d'être desservis en vertu d'un contrat type assujetti à des prix et des conditions réglementés correspondant au service qu'ils obtiennent maintenant ».

L'usager qui quitte le SCT devrait laisser les autres usagers effectivement neutres. S'il y avait une structure appropriée en place pour neutraliser les départs, il n'y aurait aucune raison particulière de traiter les usagers qui reviennent différemment des autres nouveaux usagers du SCT.

Le droit de quitter le SCT et d'y revenir trop librement pourrait toutefois créer un problème de déplacement des coûts. Même s'ils sont fondés sur le temps de consommation, les prix du SCT ne vont probablement pas refléter pleinement la variation du coût de production au cours d'une année. Un usager qui peut changer de fournisseur n'importe quand sans pénalité pourrait exploiter la différence entre le prix relativement fixe du SCT et le prix variable du marché. Une façon d'éviter ce problème serait de restreindre ou de pénaliser les changements fréquents entre le SCT et les fournisseurs concurrentiels.

Compte tenu de ces considérations, le CCM a approuvé les recommandations suivantes.

Recommandation 4-44. Le CCM recommande que tout nouvel usager qui veut obtenir de l'électricité en vertu d'un contrat type puisse le faire aux mêmes conditions que celles appliquées aux usagers existants du SCT. [3: 2.1.7]

Recommandation 4-45. Le CCM recommande qu'un usager qui quitte le SCT ne soit pas admissible au SCT pendant 12 mois. Le fournisseur du SCT a l'obligation de desservir tout usager disputable qui a quitté le SCT pendant au moins 12 mois. La prestation de ce service se fera selon les principes suivants :

- ***la tarification de ce service devrait empêcher tout déplacement des coûts des usagers existants du SCT vers les usagers qui reviennent au SCT;***
- ***les conditions de cette entente d'approvisionnement en électricité seront négociées avec le fournisseur du SCT;***
- ***le prix de ce service devrait être fondé sur le coût du fournisseur du SCT; et***
- ***le prix demandé pour ce service par le fournisseur du SCT devrait être soumis à un examen réglementaire. [3: 2.1.7]***

4.6 Acquisition d'électricité par le fournisseur du SCT

4.6.1 Processus de demande de propositions

La recommandation 4-33 stipule que le fournisseur du SCT doit lancer une demande de propositions pour acquérir de l'électricité au-delà de la capacité du bassin patrimonial. Le CCM a tenu pour plusieurs raisons à assurer que le processus de demande de propositions est ouvert et juste. Cette préoccupation est particulièrement importante si le fournisseur du SCT est affilié à un producteur. Il est également important que les fournisseurs éventuels soient convaincus d'avoir une chance égale de concurrencer la fourniture d'électricité au fournisseur du SCT.

Le Comité a songé à recommander des mécanismes particuliers pour l'acquisition d'électricité, mais tous ces mécanismes comportent des risques. Donc, le Comité a jugé qu'il n'y avait pas lieu de prescrire des lignes directrices concernant les pratiques contractuelles du fournisseur du SCT[14]. Au lieu de stipuler les modalités de tels mécanismes d'approvisionnement concurrentiel, le CCM a décidé d'en déléguer la responsabilité à la CESP.

Recommandation 4-46. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'approuver le processus et les procédures du fournisseur du SCT en ce qui concerne les demandes de propositions pour l'obtention d'électricité aux fins du SCT. Ce faisant, la CESP appliquera des critères d'équité et de transparence. [3: 3.3.2]

Recommandation 4-47. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'entendre les plaintes concernant le processus, les procédures et le contenu des demandes de propositions pour l'obtention d'électricité aux fins du SCT. [3: 3.3.2]

Le CCM a également discuté de la question de savoir si la participation d'Énergie NB à un processus de demande de propositions à long terme devrait être limitée afin de réduire son emprise sur le marché et de favoriser la concurrence. Bon nombre de membres ont jugé que si l'on empêchait Énergie NB d'y participer, on risquerait de se priver d'un fournisseur capable de desservir les usagers du Nouveau-Brunswick à un coût inférieur. De plus, on a craint que, au minimum, Énergie NB aurait le rôle de « bâtisseur de dernier recours » pour assurer la suffisance des approvisionnements pour les usagers du Nouveau-Brunswick. À cette fin, le CCM a fait la recommandation suivante.

Recommandation 4-48. Le CCM recommande que Production Énergie NB soit tenue d'offrir une capacité et/ou de l'énergie en réponse à une demande de propositions du fournisseur du SCT. [3: 3.3.2]

---

[14] Une décision d'établir des lignes directrices en matière d'achat aurait été contraire à une décision ultérieure par le CCM selon laquelle le fournisseur du SCT doit assumer tous les risques liés aux coûts non amortis pour les engagements d'achat de ressources autres que celles provenant du bassin patrimonial.

4.6.2 Offres au fournisseur du SCT

Il se peut que, en dehors des demandes de propositions, les producteurs ou d'autres participants du marché veuillent offrir de l'électricité au fournisseur du SCT. Estimant qu'il ne devrait pas y avoir d'obstacles à de telles offres, le CCM a approuvé la recommandation suivante.

Recommandation 4-49. Le CCM recommande que tout participant du marché puisse offrir, en tout temps, de fournir au fournisseur du SCT de l'énergie ou de la capacité pour répondre aux besoins de son SCT. [3: 2.1.8]

5 ROLES ET RESPONSABILITES DE L'ORGANISME DE REGLEMENTATION

La Commision des entreprises de service public (CESP) aurait plusieurs responsabilités dans un marché tel que celui recommandé par le CCM. Bon nombre d'entre elles font l'objet de recommandations formulées dans les sections précédentes et ultérieures du présent rapport, De plus, le Comité a mis sur pied un groupe de travail afin d'étudier les diverses questions que la CESP pourrait devoir traiter par suite de la restructuration du marché. Les questions ainsi étudiées sont passées en revue dans les sections qui suivent.

Les questions étudiées par le groupe de travail et le CCM comprennent le rôle de la CESP en ce qui a trait à : (1) la surveillance de l'exploitant du réseau; (2) la surveillance et l'atténuation de l'emprise sur le marché; (3) l'octroi de permis aux divers participants du marché; (4) la surveillance des tarifs des entreprises de distribution et l'établissement des coûts éludés pour les entreprises de distribution ayant des obligations d'achat d'énergie pour la production intégrée; et (5) l'approbation des nouveaux investissements dans le réseau de transport. Chacune de ces questions est examinée ci-dessous.

Le CCM a convenu qu'en ce qui a trait aux rôles et responsabilités de la CESP son rôle consiste de façon générale à définir les secteurs de responsabilité de la CESP. Toutefois, il y a un certain nombre de secteurs où le CCM a jugé opportun de recommander des lignes de conduite à la CESP compte tenu de leur importance pour la réalisation des objectifs qu'il s'est fixés par rapport au marché du Nouveau-Brunswick. Sans compter les objectifs du *Livre blanc* que le CCM a entérinés pour ce qui est d'améliorer l'efficacité administrative de la réglementation.

5.1 Surveillance de l'exploitant du réseau

Dans son deuxième rapport provisoire, le CCM a fait un certain nombre de recommandations officielles établissant les responsabilités de la CESP vis-à-vis de l'exploitant du réseau. Tout d'abord, la CESP s'est vu confier la responsabilité servir de tribunal de dernier ressort en ce qui a trait à la modification des règles du marché. Pour s'acquitter de ces responsabilités, la CESP doit être dotée des pouvoirs nécessaires et l'exploitant du réseau doit être tenu de déposer auprès de la CESP les modifications apportées aux règles du marché. Les deux recommandations suivantes portent sur ces deux exigences.

Recommandation 5-50. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'entendre les plaintes concernant les modifications apportées aux règles du marché lorsqu'une plainte est déposée par un participant du marché. [3: 4.1]

Recommandation 5-51. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit tenu de déposer auprès de la CESP, à titre d'information, les modifications apportées aux règles du marché. [3: 4.1]

La CESP a également besoin de pouvoirs particuliers afin de surveiller la vérification indépendante de l'exploitant du réseau par rapport à l'application des règles du marché et des tarifs. Il se peut également que la CESP soit doté du pouvoir de surveiller le code déontologique et les tarifs de l'exploitant de réseau. Pour permettre à la CESP de s'acquitter de ces diverses responsabilités, le CCM a approuvé la recommandation suivante.

Recommandation 5-52. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir de surveiller la conformité de l'exploitant du réseau aux règles du marché et aux tarifs qu'il administre. Cela comprend la capacité de commander une vérification indépendante concernant l'application, par l'exploitant du réseau, des règles du marché et des tarifs. La CESP approuvera le code déontologique de l'exploitant du réseau ainsi que toute redevance pouvant être perçue par ce dernier. [3: 4.1]

5.2 Surveillance de l'emprise sur le marché

Le *Livre blanc* indique que « le gouvernement provincial conférera à la Commission le pouvoir de surveiller la compétitivité du marché de gros et de s'assurer que la société d'électricité d'État est incapable d'exercer une emprise sur le marché. Elle assumera vraisemblablement ce côle conjointement avec le Bureau de la concurrence et l'exploitant du réseau, qui disposera des données en temps réel nécessaires pour surveiller le comportement des participants du marché[15]. »

Il y a deux fonctions distinctes, mais connexes, à considérer : l'évaluation du rendement du marché de gros par l'exploitant du réseau et la surveillance de l'emprise sur le marché par la CESP. Comme il est indiqué au *Livre blanc*, le rôle de la CESP à cet égard risque de donner lieu à un certain chevauchement entre l'exploitant du réseau et le Bureau de la concurrence[16].

Vu que la CESP a clairement pour rôle de surveiller tout abus d'emprise sur le marché, le CCM s'est contenté ici de recommander que la CESP ait le pouvoir nécessaire pour ce faire. Cette recommandation est présentée ci-dessous.

Recommandation 5-53. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir de surveiller les abus d'emprise sur le marché et de prendre les mesures nécessaires pour prévenir ou atténuer tout abus d'emprise sur le marché. Cela comprend le pouvoir :

- ***d'ordonner au Comité consultatif du marché et à l'exploitant du réseau de modifier les règles du marché afin de régler les abus d'emprise sur le marché;***
- ***d'imposer des conditions à l'octroi de permis;***
- ***d'imposer des pénalités administratives;***

---

[15] *Livre blanc*, p. 31.

[16] Un modèle possible pour le partage de ces responsabilités est fourni par l'Ontario.

- ***de suspendre ou de retirer un permis; et***
- ***de conseiller le Ministre en ce qui concerne les modifications structurelles nécessaires pour favoriser la compétitivité du marché. [3: 4.2]***

5.3 Octroi de permis

Dans d'autres marchés, les permis font partie du cadre réglementaire global pour faire observer les divers codes, règlements et lois qui limitent le comportement des participants. Vu que la société de transport sera réglementée par la CESP, que les distributeurs seront des sociétés publiques et que la concurrence au détail sera limitée aux grands usagers industriels, le CCM s'est interrogé sur la nécessité d'un cadre formel pour l'octroi des permis à tous les participants du marché. Toutefois, un permis pourrait constituer un moyen de discipliner les producteurs qui exercent une trop grande emprise sur le marché[17]. Par conséquent, le CCM a recommandé que la CESP ait le pouvoir d'octroyer des permis aux participants du marché, d'élaborer, de suspendre et de retirer les permis et d'imposer des pénalités administratives aux titulaires de permis qui enfreignent les conditions de leur permis.

Au lieu de recommander à quels participants des permis devraient être octroyés, le CCM a préféré recommander que la CESP puisse déterminer si des permis sont nécessaires.

Recommandation 5-54. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'élaborer, d'octroyer, de suspendre et de retirer les permis des participants du marché lorsqu'elle juge qu'il est dans l'intérêt du public de le faire. De plus, le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'établir les pénalités administratives à imposer aux titulaires de permis qui enfreignent les conditions de leur permis. Pour déterminer s'il y a lieu d'exiger un permis, la CESP doit considérer la nature de l'entité et son degré de réglementation. [3: 4.3]

5.4 Réglementation des tarifs

La CESP pourrait avoir comme autre rôle et responsabilité la réglementation des tarifs. À cet égard, le CCM s'est penché sur deux questions particulières : (1) la surveillance, par la CESP, des tarifs des sociétés de distribution et des frais transférés aux usagers finals et (2) la surveillance, par la CESP, des coûts éludés qui seraient payés par les producteurs intégrés au sein du réseau de distribution. Chacune est discutée ci-dessous.

5.4.1 Réglementation des tarifs des sociétés de distribution

Le *Livre blanc* donne certaines indications en ce qui concerne le rôle que devrait jouer la CESP dans la réglementation des entreprises de distribution, essayant d'arriver à un juste

---

[17] L'exploitant du réseau pourrait empêcher un producteur de participer au marché. Cela peut toutefois ne pas être possible sans mettre la fiabilité du réseau en péril.

équilibre entre la protection des usagers et le désir d'éviter toute surveillance réglementaire injustifiée. Il est dit dans le *Livre blanc* que :

> Après qu'on aura laissé le marché de concurrence déterminer le prix de l'énergie de gros payé par les entreprises d'électricité municipales, on ne disposera d'aucun moyen d'évaluer si les tarifs imposés aux usagers sont raisonnables. De plus, l'achat d'électricité au sein du marché de concurrence rendra ces entreprises de distribution d'électricité vulnérables aux risques du marché. Pour pallier ces problèmes, **le gouvernement provincial obligera les entreprises de distribution d'électricité à soumettre leurs tarifs et leurs contrats de longue durée à la Commission**. Cette dernière pourra amorcer une enquête sur ces tarifs ou contrats de longue durée à la suite d'une plainte d'un usager ou de son propre chef.[18]

Les entreprises municipales ont signalé qu'elles font déjà l'objet d'une certaine réglementation en vertu de la *Loi sur les municipalités* qui est administrée par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. Le CCM a convenu qu'il n'est pas souhaitable qu'il y ait réglementation et surveillance par deux organismes provinciaux différents. Il a toutefois jugé que, après la réforme du marché, la réglementation par la CESP pourrait mieux servir à protéger les usagers. À cette fin, le CCM a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 5-55. Le CCM recommande que le gouvernement provincial entreprenne d'évaluer le caractère approprié de la réglementation existante des entreprises de distribution d'électricité et d'apporter les changements nécessaires. [3: 4.4.1]

Une deuxième question examinée par le CCM concerne le rôle de la CESP en matière de réglementation axée sur le rendement. Il est dit dans le *Livre blanc* que « le gouvernment provincial chargera la Commission d'adopter une réglementation douce axée sur le rendement[19]. Étant donné que la manière dont la réglementation axée sur le rendement est mise en oeuvre n'est pas fondamentale à ses objectifs, le CCM a résolu de laisser à la CESP le soin d'établir ses propres procédures et normes en la matière. Cela étant, le Comité a décidé de ne faire aucune recommandation officielle en ce qui a trait à la réglementation axée sur le rendement.

---

[18] *Livre blanc*, p. 23.

[19] *Livre blanc*, p. 32.

5.4.2 Réglementation des coûts étudiés

Pour aider à éliminer les obstacles au développement d'une production intégrée, le CCM a recommandé que le prix payé par les entreprises de distribution pour l'achat d'énergie auprès de producteurs intégrés soit fondé sur les coûts étudiés par les entreprises de distribution. Le CCM croit qu'il y a lieu que la CESP soit chargée d'approuver les coûts étudiés, d'où la recommandation suivante.

Recommandation 5-56. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'approuver les tarifs payés par les entreprises de distribution aux producteurs intégrés, en se fondant sur les coûts étudiés des entreprises de distribution. Les coûts étudiés seront définis par la CESP et comprendront, sans toutefois s'y limiter, les coûts d'approvisionnement en électricité, les pertes réduites et les frais de transport. [3: 4.4.2]

5.5 Approbation des investissements en nouvelles installations de transport

La CESP n'a aucun pouvoir législatif lui permettant d'examiner les demandes de construction d'installations de transport. Il incombe à l'exploitant du réseau de veiller à la construction de nouvelles installations de transport afin d'assurer l'adéquation du réseau de transport et le bon fonctionnement économique du réseau dans son ensemble. Le CCM a discuté de la surveillance de l'exploitant du réseau et du rôle que devrait jouer la CESP dans la surveillance de l'expansion du réseau de transport.

Le CCM n'a fait aucune recommandation à cet égard. Il a toutefois reconnu qu'en cas d'examen des installations de transport par la CESP, il conviendrait de délimiter l'ampleur de l'examen à effectuer compte tenu des coûts d'un examen de grande envergure. De plus, l'ampleur de l'examen peut varier en fonction du processus utilisé pour déterminer qui construira les installations.

6 TRANSPORT

Le réseau de transport est essentiel pour le fonctionnement de tout réseau d'approvisionnement en électricité. Il l'est encore plus dans un marché qui se veut concurrentiel parce qu'il constitue un lien indispensable entre l'acheteur et le vendeur. Si tous les participants n'ont pas librement et également accès au réseau de transport, il est extrêmement difficile de créer un marché concurrentiel.

La capacité de transport a également un effet sur la taille du marché. Sans connexions de transport, le marché serait restreint au Nouveau-Brunswick seulement. Avec des interconnexions, les usagers du Nouveau-Brunswick peuvent avoir accès à des fournisseurs concurrentiels desservant un territoire beaucoup plus grand.

La capacité de transport est un facteur déterminant de l'aptitude d'un réseau d'approvisionnement en électricité à soutenir des transactions concurrentielles. Le CCM a entendu dire que le réseau de transport du Nouveau-Brunswick est très robuste dans la conjoncture actuelle de l'offre et de la demande, sa configuration pouvant accommoder d'autres modes d'exploitation.

Le CCM a reçu et étudié le document de fond n° 4 portant sur la gestion de la congestion dans le réseau de transport et le document de fond n° 12 portant sur le mesurage de la consommation d'électricité.

Le CCM n'a formulé aucune recommandation sur la conception globale des tarifs de transport. Les questions liées à l'expansion du réseau de transport ont été traitées lors de l'examen des rôles et des responsabilités de l'exploitant du réseau et de la CESP.

6.1 Accès au réseau de transport

Le CCM reconnaît l'importance, pour le marché à contrats bilatéraux, d'un accès libre et non discriminatoire au réseau de transport. L'ordonnance n° 888 de la FERC établit ce qui était considéré (en 1996) comme les conditions minimales du libre accès, dont un TTLA. Le CCM reconnaît également qu'Énergie NB est à élaborer un TTLA compatible avec celui de la FERC. Le CCM croit que l'adoption d'un TTLA compatible avec les ordonnances de la FERC établira une norme minimale en matière de libre accès et de clarté au Nouveau-Brunswick.

Recommandation 6-57. Le CCM recommande que le réseau de transport assure un accès libre, égal et non discriminatoire à tous les participants admissibles du marché selon des modalités et des conditions compatibles avec les ordonnances n° 888 et 889 de la FERC. L'exploitant du réseau aura un TTLA pour le réseau et le service point à point couvrant le service de transport : à l'intérieur de la province, à destination de la province, à l'extérieur de la province et à travers la province. La CESP approuvera le TTLA. [1: 3.3.4]

Le *Livre blanc* dit que la CESP sera autorisée à approuver les tarifs et les droits de transport. Le CCM convient qu'elle devrait en avoir le pouvoir.

Recommandation 6-38. Le CCM recommande que les mesures législatives nécessaires pour autoriser la CESP à approuver les tarifs et les droits de transport soient prises de façon opportune. [3: 3.5.4]

6.2 Gestion de la congestion

Les questions liées à la gestion de la congestion sont regroupées en deux catégories connexes : comment traiter la congestion sur le plan matériel (c'est-à-dire, comment réacheminer l'électricité dans le réseau de manière à régler les problèmes de congestion) et comment recouvrer les coûts additionnels que la congestion impose au réseau d'approvisionnement en électricité. La solution retenue pour l'une de ces catégories peut impliquer ou exclure des solutions possibles pour l'autre.

Le CCM s'est fait dire qu'il y a, à l'heure actuelle, très peu de congestion sur le réseau de transport au Nouveau-Brunswick. Or, un marché concurrentiel peut changer les modes d'acheminement et soumettre le réseau de transport à des contraintes différentes de celles auxquelles il était soumis lorsqu'il fonctionnait sous un monopole à intégration verticale.

6.2.1 Gestion de la congestion sur le plan matériel

Par définition, il y a congestion lorsque le réseau de transport ne peut accommoder toutes les transactions ordonnancées. En général, cela signifie qu'on ne peut ordonnancer une production moins onéreuse parce qu'elle ne peut atteindre la charge voulue. Il faut donc un certain réacheminement matériel, ce qui se traduit par une production plus coûteuse et une hausse des coûts de production pour tout le réseau d'approvisionnement en électricité.

L'exploitant du réseau procède au réacheminement selon une série de règles ou de protocoles préalablement convenus. Les règles peuvent soit opposer un objectif de moindre coût, soit refléter un ensemble de priorités préétablies. Quelles que soient les règles établies, la congestion impose des coûts supplémentaires au réseau d'approvisionnement en électricité. Ces coûts supplémentaires doivent être payés. Les modèles de gestion matérielle influent sur le choix de la méthode de paiement, et vice versa, mais ils ne la déterminent pas uniquement.

6.2.2 Congestion sur les interconnexions

Le CCM s'est fait dire que, même si la congestion à l'intérieur du Nouveau-Brunswick devrait être faible, les interconnexions entre le Nouveau-Brunswick et ses voisins, en particulier entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre, devraient être souvent congestionnées.

6.2.5 Gestion de la congestion sur le plan financier

Les deux solutions examinées pour la gestion financière de la congestion consistent à répartir les coûts entre tous les usagers d'électricité ou à rattacher les coûts au lieu de la congestion. Le CCM a entendu des descriptions de méthodes pour les deux solutions. Le choix du modèle de marché à contrats bilatéraux exclut l'établissement du prix marginal fondé sur le lieu, qui est un moyen de rattacher le coût au lieu de la congestion.

Vu qu'il y a peu de congestion actuellement, la charge intraprovinciale comporte très peu de coûts de congestion. Si l'on crée des droits de transport pour la gestion de la congestion dans un marché concurrentiel, la charge intraprovinciale existante pourrait faire l'objet d'une clause de droits acquis, selon laquelle des droits suffisants seraient accordés pour éviter le paiement de coûts de congestion plus élevés.

6.2.6 Modèle de gestion de la congestion

Le CCM a examiné diverses méthodes de gestion de la congestion et a adopté celle qui permettra de résoudre bon nombre des problèmes de gestion de la congestion d'une manière qui favoriserait un marché à contrats bilatéraux sans occasionner des coûts administratifs excessifs. La méthode est comprise dans les recommandations suivantes.

Recommandation 6.59. Le CCM recommande recommande les résolutions suivantes pour la gestion de la congestion du réseau de transport à l'intérieur du Nouveau-Brunswick :

- *Que l'exploitant du réseau utilise l'information sur les prix et la capacité acheminable pour réacheminer l'électricité de manière à atténuer la congestion ;*
- *Que, pour permettre ce réacheminement, les fournisseurs ayant une capacité acheminable soient tenus de fournir des prix d'acheminement accru et réduit et que l'usager puisse choisir entre les deux ;*
- *Qu'un cadre d'atténuation locale de l'emprise sur le marché soit mis en place pour limiter l'emprise des producteurs qui sont tenus d'accroître ou de réduire l'acheminement de leur électricité ;*
- *Que l'exploitant du réseau règle les transactions de congestion en :*
  - *payant pour l'acheminement accru de l'énergie*
  - *facturant l'acheminement réduit de l'énergie*
  - *cumulant les coûts nets de congestion. [3 : 5.3.4]*

Recommandation 6.60 : Le CCM recommande que la Commission des entreprises de service public approuve un mécanisme incorporant les principes suivants pour le recouvrement des coûts de congestion :

- *Que les coûts de congestion soient affectés aux transactions en fonction du partage de la charge en temps opportun, par exemple, mensuellement.*
- *Que l'information concernant les coûts de congestion au Nouveau-Brunswick soit recueillie et publiée afin de permettre la prise de décisions éclairées en ce qui a trait aux coûts de congestion.*
- *Que les coûts de congestion au Nouveau-Brunswick soient périodiquement évalués par l'exploitant du réseau et revus par un comité d'intervenants.*
- *Que l'exploitant du réseau ou le comité d'intervenants puisse recommander des modifications au mécanisme de gestion de la congestion et que les modifications proposées soient soumises à l'approbation de la CESP.*
- *Que l'affectation des coûts de réacheminement en cas de congestion puisse varier au fur et à mesure que la chose devient appropriée et possible de manière à ce que les coûts de congestion soient affectés aux transactions qui causent la congestion. Les charges interruptibles et les contrats [illegible] des droits afin d'éviter la congestion dans les installations de transport préexistantes. [H- 5.1.6]*

Recommandation 6.61 : Le CCM recommande que la gestion de la congestion du réseau de transport aux interconnexions avec les réseaux externes soit faite d'une manière conforme aux principes de la FERC, tels qu'énoncés à l'ordonnance n° 888. [H- 5.1.6]

6.5 Compteurs

Les compteurs sont essentiels au règlement de tous les débits d'énergie et de certains services accessoires. Il faut donc que toutes les parties intéressées aient un haut degré de confiance dans la précision et la fiabilité des compteurs, ainsi que dans l'intégrité des données.

Dans le marché à contrats bilatéraux du Nouveau-Brunswick, un plus grand nombre de transactions auront à [illegible] que dans l'ancien régime, ce qui signifie un plus grand besoin de mesurage.

6.5.1 Types de compteurs

Les compteurs au Nouveau-Brunswick sont conçus pour répondre aux besoins du réseau d'approvisionnement en électricité. On retrouve donc des compteurs à intervalle aux fins de facturation qualifié pour les points d'interconnexion et pour tous les grands usagers industriels. Les autres points de connexion n'ont généralement que besoin de compteurs à intervalle.

Le tableau ci-dessous illustre le déploiement actuel des compteurs au Nouveau-Brunswick.

	Pas de mesurage	*Compteurs à intervalle*	*FQ TC/TP***	*MV-90****
Production	34			
Zone de contrôle	12	7	7	7
Gros usagers	50	50	50	50
Charges municip.*	29	1	29	1
Charges ENB	240	32		
Total	*365*	*90*	*86*	*58*

* Exclusion faite des compteurs sur les câbles de distribution qui ne sont pas des points de retrait du réseau de transport.
** FQ = Facturation-qualité. TA = Transformateur actuel. TP = Transformateur potentiel. Définitions au glossaire.
*** MV-90 = Logiciel utilisé pour la collecte, la validation et la correction des données des compteurs à intervalle.

Une fois le marché du Nouveau-Brunswick restructuré, les méthodes de détermination des frais pour les services de transport et les services accessoires seront modifiées. De plus, comme il est recommandé pour le SCT, l'approvisionnement en électricité sera davantage orienté vers la consommation horaire de sorte que les compteurs actuels peuvent ne pas être adéquats.

Le CCM a discuté d'échéanciers possibles pour la modification des compteurs. Étant donné qu'il ne sera pas nécessaire de modifier de façon importante les compteurs pour le marché de base, le CCM a jugé que les considérations d'ordre technique ne justifiaient pas la recommandation d'une amélioration accélérée. De plus, la recommandation 3-9 veut que l'exploitant du réseau ait le pouvoir d'établir les exigences en ce qui a trait aux compteurs.

À la lumière de ces considérations, le CCM a formulé la recommandation suivante.

Recommandation 6-62. Le CCM recommande que, conformément à sa responsabilité liée à l'établissement des exigences en ce qui a trait aux compteurs, l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir de déterminer quand il faut de nouveaux compteurs ou des compteurs modifiés et d'ordonner au(x) propriétaire(s) des installations de transport de les installer. [3: 3.1.1]

6.3.2 Propriété des compteurs et prestation de services de compteurs

Dans certains marchés concurrentiels, la propriété des compteurs et la prestation de services liés aux compteurs sont de nature concurrentielle. Le CCM a jugé qu'une telle approche ne conviendrait pas au Nouveau-Brunswick.

La pratique courante au Nouveau-Brunswick veut que l'unité commerciale chargée du transport d'Énergie NB soit propriétaire des compteurs destinés aux usagers de gros. Les producteurs doivent assumer le coût de l'installation de compteurs à leurs points de connexion au réseau de transport. Le CCM a décidé de maintenir cette pratique.

Le CCM a donc adopté les recommandations suivantes.

Recommandation 6-63. Le CCM recommande que le(s) propriétaire(s) d'installations de transport soient propriétaires de tous les compteurs installés aux points d'injection et de retrait du réseau.

- ***Le(s) propriétaire(s) d'installations de transport seront responsables :***
  - ***de la prestation de « services de données de mesurage »;***
  - ***de l'entretien des compteurs;***
  - ***de la sécurité des données de mesurage.***
- ***Le(s) propriétaire(s) d'installations de transport transmettront les données à l'exploitant du réseau pour qu'il s'en serve aux fins de facturation et de règlement.***
- ***Les coûts des propriétaires d'installations de transport seront inclus dans le tarif de transport. (3 :5.1.2)***

Recommandation 6-64. Le CCM recommande que tous les compteurs destinés aux points de production ou d'autres points d'injection au réseau soient payés par le producteur. [3: 5.1.2]

6.3.3 Contrôle et confidentialité des données de mesurage

La propriété et le contrôle des données de mesurage peuvent être une question délicate. Ces données doivent être disponibles à des fins de facturation de l'électricité, des services de transport et des services connexes utilisés, ainsi qu'à des fins de planification et d'évaluation de la fiabilité du réseau par l'exploitant du réseau. Pour remplir ces fonctions, l'exploitant du réseau[20] a besoin de données de mesurage. De plus, l'exploitant du réseau ou le propriétaire des installations de transport peut devoir répondre à des demandes de données de la part d'organismes gouvernementaux, dont la CESP.

---

[20] Au début du marché, selon les recommandations du CCM, l'exploitant du réseau fera partie des opérations de transport fonctionnellement dégroupées d'Énergie NB. Le CCM considère cela comme un arrangement transitionnel et a donc fait une distinction, en ce qui concerne les compteurs, entre le propriétaire des installations de transport et l'exploitant du réseau.

Si le propriétaire des installations de transport et l'exploitant du réseau font partie de Transport Énergie NB qui, étant fonctionnellement dégroupée, fera encore partie du propriétaire des installations de production, les usagers voudront être assurés que leurs données de mesurage ne seront pas transférées, sans leur autorisation, entre ces différentes composantes d'Énergie NB.

Énergie NB est à élaborer un TTLA qui comportera un code déontologique régissant ces aspects du partage des données. Ce code devrait éviter le partage inapproprié des données entre les composantes concurrentielles et non concurrentielles de la société. Le CCM a donc adopté la recommandation suivante.

Recommandation 6-65. Le CCM recommande qu'il y ait des codes déontologiques appropriés pour les composantes dégroupées d'Énergie NB :

- ***les codes déontologiques seront approuvés par la CESP;***
- ***les codes déontologiques empêcheront l'échange inapproprié des données; et***
- ***les codes déontologiques devraient assurer que Production Énergie NB ne tire aucun avantage concurrentiel sur les autres fournisseurs concurrentiels de son affiliation à Transport et Distribution Énergie NB. [3: 5.2]***

Outre l'assurance que des données ne seront pas transférées de façon inappropriée au sein d'Énergie NB, l'usager doit exercer un contrôle effectif sur l'utilisation des données qui le concernent. Conformément à cette position et étant entendu que les agences qui ont accès aux données doivent en faire un usage légitime en plus de leur utilisation à des fins de facturation et de règlement, le CCM a formulé les recommandations suivantes.

Recommandation 6-66. Le CCM recommande que les usagers aient un droit de regard sur la communication des données de mesurage ayant trait à leur propre consommation d'électricité :

- ***Transport Énergie NB ne peut communiquer des données sur la consommation d'électricité d'usagers particuliers à des tierces parties autres que l'exploitant du réseau qu'avec l'autorisation des usagers en cause;***
- ***l'exploitant du réseau peut utiliser les données pour s'acquitter de ses responsabilités, mais il ne peut pas communiquer de données sur la consommation d'électricité d'usagers particuliers à des tierces parties à des fins autres que de facturation et de règlement;***
- ***Transport Énergie NB doit fournir des données à des fournisseurs éventuels à des fins de préparation de propositions, lorsqu'un usager le lui demande;***
- ***Production Énergie NB doit être traitée comme un fournisseur éventuel afin de maintenir des règles du jeu équitables; et***
- ***les codes déontologiques de Transport, Distribution et Production Énergie NB assureront qu'il n'y aura pas de partage inapproprié des données. [3: 5.2]***

6.4 Détermination des frais pour les services de transport et les services accessoires

Le *Livre blanc* chargeait le CCM « d'examiner le rôle et le traitement de la production locale d'électricité à petite échelle et de formuler des recommandations à cet égard[21] ». Le CCM s'est penché sur ces questions de manière à déterminer comment les services de transport et les services accessoires seraient évalués et comment les producteurs intégrés dans des réseaux de distribution seraient traités. La présente section traite des producteurs autonomes de façon générale, tandis que la section 8.1 traite des producteurs intégrés.

6.4.1 Détermination des frais des producteurs autonomes

La production autonome désigne la production d'électricité par l'usager final. Elle se fait habituellement à l'endroit même où l'electricité est utilisée. De nombreuses applications de production autonome peuvent utiliser à la fois l'électricité et la chaleur résiduelle produite dans le processus de production de l'électricité. La chaleur peut être utilisée dans d'autres applications de procédé. La production autonome est également une coproduction dans de telles applications[22].

Les usagers paient pour les tarifs de transport et les frais de services accessoires. Toutefois, les producteurs autonomes sont à la fois usagers et producteurs. Ils sont des producteurs lorsqu'ils vendent leur énergie excédentaire et ils sont des usagers lorsqu'ils achètent une partie ou la totalité de leurs besoins en énergie. Lorsque leurs installations sont en marche, les producteurs autonomes connectés peuvent tout de même utiliser des services du réseau, c'est-à-dire aussi bien des services de transport que des services accessoires. À régler est la question de la méthode de détermination des frais liés aux services accessoires et des tarifs de transport.

Une forme de détermination des frais s'appelle facturation selon la charge nette. Dans la mesure où ils satisfont à leurs propres besoins en électricité, les producteurs autonomes ne paieraient des frais pour les services accessoires et des tarifs de transport qu'en fonction de leur charge totale, nette de leur propre production.

Toutefois, les producteurs autonomes font probablement un certain usage des services de transport et des services accessoires du réseau, notamment en ce qui a trait au contrôle automatique de la production et aux réserves auxiliaires. Par conséquent, une autre façon de déterminer les frais consiste en une facturation selon la charge brute. Dans ce cas-ci, les producteurs autonomes paieraient pour les services accessoires en fonction de leur charge de pointe totale, que celle-ci soit satisfaite ou non par leur propre production.

---

[21] *Livre blanc*, p. 68

[22] La coproduction est la production simultanée d'électricité et d'énergie thermique utile.

Un autre aspect de la détermination des frais est l'intervalle de temps pendant lequel la charge est mesurée. Plus l'intervalle est long et plus la facturation selon la charge nette est proche de la charge brute parce qu'il y a plus de chances pour que l'installation de production autonome ne fonctionne pas à un moment ou un autre.

Le CCM a eu plusieurs discussions afin de savoir laquelle de ces méthodes de détermination des frais il devrait recommander. La facturation selon la charge nette a, comme avantages, d'aider à éviter la perturbation des tarifs pour les producteurs autonomes, d'être simple sur les plans administratif et matériel (elle n'exige pas deux compteurs) et de ne pas faire payer les producteurs autonomes pour des services pendant qu'ils ne les utilisent pas. Par ailleurs, la facturation selon la charge brute a l'avantage d'être conforme au principe de faire payer aux usagers les coûts qu'ils imposent au réseau, en supposant que l'utilisation des services accessoires par les producteurs autonomes en impose.

Dans ses discussions, le Comité a fait remarquer que l'utilisation de la méthode de facturation selon la charge nette, avec détermination des frais de pointe mensuels non concordants, correspondrait probablement à des frais totaux proches de ceux que l'on obtiendrait avec une facturation selon la charge brute si les producteurs autonomes sont hors de service au moins une fois par mois pendant de nombreux mois dans une année donnée.

Le *Livre blanc* dit que la CESP doit approuver les frais liés aux services accessoires. En temps normal, la décision concernant la facturation selon la charge nette ou selon la charge brute serait prise par la CESP après examen public des coûts, des revenus et des avantages associés à chaque méthode. Ceci étant, le CCM trouve important de bien faire comprendre qu'il faut encourager l'expansion des producteurs autonomes existants et le développement de nouveaux producteurs autonomes. Par conséquent, le CCM a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 6-67. Le CCM recommande que la structure tarifaire approuvée par la CESP soit telle que les producteurs autonomes connectés au réseau de transport paient pour les services accessoires en fonction de la demande de pointe non concordante nette mensuelle. [2: 6.2.3]

Le Comité a ensuite discuté de la question de savoir si la méthode de détermination des tarifs de transport devrait être la même que celle retenue pour les services accessoires. Pour bon nombre des mêmes raisons que ci-dessus, le CCM a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 6-68. Le CCM recommande que le tarif de transport approuvé par la CESP soit tel que les producteurs autonomes qui choisissent le service du réseau soient facturés pour le service de transport en fonction de leur demande de pointe non concordante nette mensuelle. [2: 6.2.3]

6.4.2 Perturbation des tarifs des producteurs autonomes

Les recommandations 6-67et 6-68 représentent un important changement par rapport au traitement actuel des producteurs autonomes. Selon la pratique actuelle, les producteurs autonomes connectés au réseau de transport ne paient pas explicitement ni pour les services accessoires ni pour les services de transport. Au lieu de cela, ils peuvent obtenir par voie de contrat un approvisionnement interruptible auprès d'Énergie NB comme service auxiliaire. Le prix de réservation est établi en fonction du temps : 3 $/MWh en période hors pointe et 9 $/MWh en période de pointe. Si les usagers ont besoin d'un approvisionnement auxiliaire, ils ne paient des frais additionnels que pour l'énergie consommée (et non pour sa valeur d'opportunité ou d'exportation).

Le *Livre blanc* chargeait le CCM de trouver des moyens d'éviter une perturbation des tarifs pour les producteurs autonomes existants. Il indiquait également que tous les producteurs autonomes (existants et nouveaux) devraient être traités sur un pied d'égalité, même si cela implique un traitement inégal pendant la période de transition afin d'éviter une perturbation des tarifs[23].

Le CCM a cependant reconnu que les recommandations 6-67 et 6-68 pourraient tout de même perturber considérablement les tarifs des producteurs autonomes. En effet, les calculs effectués ont montré que cette perturbation pourrait représenter jusqu'à 670 000 $ par année pour un producteur typique de 20 MW. Ce montant serait atténué si le producteur se fournissait à lui-même des services accessoires ou s'il en vendait au réseau. Les membres du Comité ont indiqué que ces montants constitueraient une perturbation considérable des tarifs des producteurs autonomes existants et un obstacle à l'entrée de nouveaux producteurs. Dans le cas des producteurs autonomes existants, ils ont proposé l'application graduelle de tarifs de transport et de frais de services accessoires, comme il est indiqué au *Livre blanc*.

Dans la discussion de cette question, les producteurs autonomes ont relevé un autre problème du fait qu'ils achètent actuellement de l'électricité interruptible auprès d'Énergie NB. Selon les conditions de cet approvisionnement, ces usagers ne reçoivent pas de services auxiliaires; comme condition à l'obtention d'un service interruptible, ils se sont engagés envers Énergie NB à réduire leur charge lorsqu'on le leur demande. Étant donné qu'ils ne reçoivent pas de services auxiliaires, on pourrait soutenir qu'ils ne devraient pas avoir à payer pour ces services.

Le Comité a fait valoir la complexité de la tarification des services accessoires et des services de transport pour les producteurs autonomes. Son incidence réelle sur des producteurs autonomes particuliers dépendra du genre de services qu'ils reçoivent actuellement, de leurs caractéristiques opérationnelles et des décisions prises en réponse à la modification des tarifs. Le Comité a également fait remarquer que ces tarifs seraient établis dans le tarif conçu et déposé par les parties responsables.

---

[23] *Livre blanc*, p. 25.

Afin de guider ce processus, le CCM a formulé la recommandation suivante.

Recommandation 6-69. Le CCM recommande que la conception du tarif de transport cherche à atténuer toute perturbation éventuelle des tarifs des producteurs autonomes. [3: 5.3]

Le Comité s'attend à ce que la conception du tarif tiendra compte des suggestions faites ci-dessus en ce qui concerne l'application graduelle des tarifs de transport et des frais de services accessoires, y compris les frais de services accessoires pour les usagers bénéficiant d'un service interruptible.

6.4.3 Détermination des frais des entreprises de distribution ayant une production intégrée

La production connectée au niveau de la distribution s'appelle production intégrée parce qu'elle fait partie d'une entreprise de distribution. Les producteurs connectés au niveau de la distribution ne peuvent dépasser 5 à 10 MW, compte tenu de la taille des installations de distribution.

La question du service auxiliaire d'approvisionnement et de la facturation selon la charge nette ou la charge brute est semblable à celle qui se pose dans le cas de la production autonome. Le propriétaire des installations de production et l'entreprise de distribution hôte peuvent compter sur le réseau d'électricité pour obtenir des services auxiliaires et de transport.

Les solutions pour les producteurs intégrés sont les mêmes que pour les producteurs autonomes : facturation selon la charge nette, facturation selon la charge brute ou quelque autre option. Une deuxième question qui se pose est celle de savoir qui bénéficiera de la réduction des frais de services accessoires et des tarifs de transport si la méthode de détermination des frais est fonction d'une charge inférieure à la charge brute.

Compte tenu de ces difficultés supplémentaires associées à la production intégrée et de la décision prise en ce qui concerne les producteurs connectés directement au réseau de transmission, le CCM a adopté les recommandations suivantes.

Recommandation 6-70. Le CCM recommande que le tarif de transport approuvé par la CESP prévoie que les frais pour les services accessoires demandés aux sociétés de distribution soient fondés sur la demande de pointe non concordante nette mensuelle par point de livraison. [2: 6.2.4]

Recommandation 6-71. Le CCM recommande que le tarif de transport approuvé par la CESP prévoie que les frais de transport pour les services du réseau demandés aux sociétés de distribution soient fondés sur la demande de pointe non concordante nette mensuelle par point de livraison. [2: 6.1.4]

6.5 Dégroupement des frais pour les services de transport et les services accessoires

Les usagers qui peuvent opter pour d'autres fournisseurs (usagers disputables) ont les tarifs du SCT comme coût de référence lorsqu'ils ont une décision à prendre quant au changement de leur source d'approvisionnement. Dans la prise de cette décision, les usagers disputables devront pouvoir séparer, sur leur facture, ce qu'ils paient pour leur approvisionnement en électricité de ce qu'ils paient pour les services de transport et les services accessoires.

Il peut être difficile de cerner la composante production directement à partir de la facture des usagers, compte tenu des sources d'approvisionnement mixtes (SCT et marché). Le Comité a indiqué qu'il suffirait de cerner les parties réglementées et inévitables de la facture, pour ensuite déterminer par soustraction le coût de l'approvisionnement.

Pour permettre aux usagers disputables de comparer plus facilement les différentes sources d'approvisionnement, le CCM a fait la recommandation suivante.

Recommandation 6-72. Le CCM recommande que les factures aux usagers disputables indiquent séparément le coût des services de transport et des services accessoires. [3: 2.1.5]

7 EMPRISE SUR LE MARCHE

7.1 Introduction

En tant que société d'État tenue de fournir des services publics, Énergie NB contrôle pratiquement tout le marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick, soit par des droits de propriété, soit par des contrats à long terme. Les principales sources d'énergie concurrentielle sont les interconnexions du Nouveau-Brunswick avec le Québec, la Nouvelle-Angleterre et la Nouvelle-Écosse. L'emprise qu'exerce Énergie NB sur le marché est donc une question importante.

Reconnaissant le défi que pose l'instauration d'un marché de gros relativement concurrentiel, le gouvernement provincial a chargé le CCM, dans son *Livre blanc*, de formuler des recommandations en vue d'atténuer l'emprise exercée sur le marché de gros et sur le marché de détail des gros usagers industriels de manière à pouvoir respecter la date de mise en œuvre prévue.

Le CCM a reçu et étudié le document sur l'emprise du marché. Il a discuté en particulier de la définition et de la détection de la présence d'emprise sur le marché, ainsi que des critères d'évaluation de la compétitivité des marchés de gros.

7.1.1 Définition d'emprise sur le marché

L'emprise sur le marché consiste en l'aptitude d'un vendeur, ou d'un groupe de vendeurs agissant de concert, à maintenir d'une façon rentable les prix au-dessus des niveaux concurrentiels pendant une période prolongée[24]. À remarquer que l'accent est mis sur la rentabilité de l'augmentation des prix et le niveau auquel l'augmentation des prix résulte en une hausse considérable des profits. L'expression « pendant une période prolongée » reconnaît que si l'augmentation des prix est transitoire parce que la concurrence fait rapidement baisser les prix ou occasionnelle et éphémère pendant quelques heures de l'année seulement, elle risque peu d'améliorer sensiblement la rentabilité de l'entreprise. En bref, lorsqu'il s'agit de déterminer si une entreprise a des chances d'exercer une emprise sur le marché, on doit évaluer l'ampleur et la durée de l'augmentation des prix.

L'emprise sur le marché est une question préoccupante parce qu'elle peut, si elle est exercée, imposer des coûts sociaux. Son exploitation peut éroder considérablement les avantages que les usagers pourraient tirer de la transition d'un marché réglementé à un marché concurrentiel de production d'électricité.

---

[24] U.S. Department of Justice (DOJ) et Federal Trade Commission (FTC), *Horizontal Merger Guidelines*, 2 avril 1992.

Il existe deux formes générales d'empr[illegible] sur le marché : verticale et horizontale. L'emprise verticale peut découler de la propriété ou du contrôle de plus d'une étape dans le processus de production et de livraison d'un produit particulier. Ce genre d'emprise peut s'exercer afin de restreindre l'entrée sur le marché et d'accorder un traitement préférentiel aux entreprises affiliées. Une emprise horizontale sur le marché peut se produire si une seule entité ou un petit groupe d'entités possède ou contrôle la plupart des ressources productives à un niveau particulier de la production. On peut exploiter une emprise horizontale pour augmenter les prix ou ériger ou maintenir des obstacles à l'entrée sur le marché.

Compte tenu de la position d'Énergie NB en tant que société verticalement intégrée qui dessert la majeure partie du Nouveau-Brunswick, les deux formes d'emprise sur le marché sont préoccupantes pour le CCM.

7.1.2 Détection de la présence d'emprise sur le marché

L'évaluation structurelle d'un marché porte sur le nombre et la taille relative des vendeurs. Divers organes de réglementation ont couramment recours aux tests de détermination de la part du marché, tout en reconnaissant qu'il s'agit là d'outils de détection qui ne devraient être utilisés que comme des indicateurs de la présence possible d'emprise sur le marché.

La première chose à faire dans l'évaluation de la compétitivité probable d'un marché est de définir le marché pertinent. Cela comporte deux dimensions : le marché de produits pertinent et la portée géographique du marché.

Dans le marché envisagé par le CCM, où des services accessoires seront obtenus sous contrat par l'exploitant du réseau, le marché de produits pertinent est l'énergie électrique. La portée du marché géographique pertinent du Nouveau-Brunswick est définie en fonction de l'emplacement des divers producteurs qui peuvent accéder physiquement et économiquement au marché.

7.1.3 Résolution du CCM relativement aux activités d'Énergie NB

Le CCM a constaté que le marché disputable pourrait offrir trop peu de possibilités contractuelles pour attirer des fournisseurs concurrentiels. Le CCM a également vu qu'il serait possible, à l'ouverture du marché, qu'Énergie NB ait une bonne partie du marché disputable potentiel déjà lié par des contrats à long terme, chose qui nuirait à l'entrée de concurrents.

Le CCM s'est également dit préoccupé par le fait qu'Énergie NB pourrait activement chercher à conclure de nouveaux contrats au cours de la période menant à l'ouverture du marché. Il a donc adopté une résolution indiquant au Ministre son souhait de voir une participation optimale au marché à contrats bilatéraux et de restreindre le comportement d'Énergie NB.

Résolution 2. Le CCM croit qu'il devrait y avoir des mécanismes appropriés afin de maximiser la possibilité, pour les usagers de gros et les gros usagers industriels, de participer au marché de l'électricité dès son ouverture.

De plus, des mécanismes appropriés devraient être mis en place afin d'assurer que le comportement d'Énergie NB durant la transition à l'ouverture du marché ne nuise pas au bon fonctionnement du marché de l'électricité après son ouverture.

7.2 Atténuation de l'emprise sur le marché dans un marché à contrats bilatéraux

Le CCM ne pouvait résoudre plusieurs des questions liées à l'atténuation de l'emprise sur le marché avant d'avoir défini le coût des prestation du SCT. La prise d'une décision à cet égard était essentielle à la formulation des exigences relatives à l'atténuation de l'emprise sur le marché parce que les obligations de Production Énergie NB vis à vis du SCT représentent un contrat d'acquisition. En obligeant Production Énergie NB à utiliser la capacité et l'énergie issues de ses biens patrimoniaux aux fins du SCT, on réduit la nécessité d'adopter d'autres stratégies d'atténuation de l'emprise sur le marché.

Certains des éléments de la conception du marché qu'a recommandés le CCM limitent la possibilité d'une emprise abusive sur le marché, à savoir : (1) le marché à contrats bilatéraux, (2) la réglementation des services accessoires et (3) la réglementation du SCT.

Les marchés à contrats bilatéraux sont moins vulnérables à une emprise abusive que les marchés en temps réel parce que les décisions en matière de tarification sont prises sur des périodes beaucoup plus longues. En effet, dans un marché en temps réel, où la demande et l'offre sont appariées sur une base horaire, tout fournisseur qui a les ressources nécessaires pour répondre à la demande peut influer sur les prix.

7.3 Réglementation des services accessoires

Le deuxième élément de la conception du marché néo-brunswickois que le CCM a recommandé pour atténuer l'emprise sur le marché consiste en la réglementation, par la CESP, des coûts des services accessoires, comme il est prescrit à la recommandation 5-10.

Parmi les services accessoires les plus importants pour un producteur qui participe à un marché à contrats bilatéraux est un service d'équilibrage qui permet de pallier les différences entre les injections et les retraits ordonnancés et les injections et les retraits réels. Compte tenu de la taille restreinte du marché du Nouveau-Brunswick, il se peut que les producteurs éventuels soient réticents à y participer s'ils croient qu'ils seront exposés à des risques considérables en raison de frais de déséquilibre non concurrentiels[20].

---

[20] Un service de déséquilibre est offert comme service accessoire selon le tarif de transport d'Énergie NB. Les frais que perçoit actuellement Énergie NB pour ce service sont fondés sur le tarif pro forma de la FERC et constituent une pénalité.

Dans la recommandation 5-30, le CCM recommandait que le service d'équilibrage soit offert par l'intermédiaire du tarif de transport, mais que des prix plafond et plancher soient utilisés au besoin pour protéger les participants. Cette dernière disposition devrait procurer la protection nécessaire pour que le prix du service d'équilibrage ne constitue pas un obstacle à l'entrée des fournisseurs concurrentiels.

7.8 Réglementation du SCT

Dans le deuxième rapport provisoire, le CCM a recommandé que le SCT soit offert à des tarifs fondés sur son coût pondéré pour le fournisseur du SCT. Donc, si les usagers ont le droit d'y revenir, le SCT peut représenter un « refuge » contre les tentatives d'abus d'emprise sur le marché de détail. Les discussions et les recommandations du CCM à ce sujet sont passées en revue à la section 8.2 du présent rapport.

Reconnaissant qu'un droit de retour au SCT peut constituer une stratégie efficace pour l'atténuation de l'emprise sur le marché, tout en éliminant les risques perçus relativement au passage d'usagers au marché concurrentiel et en évitant la possibilité d'un déplacement des coûts vers d'autres participants du marché, le CCM a fait la recommandation présentée à la section 8.2.

7.8.1 Réduction des obstacles à l'entrée au marché

Si l'objectif est d'encourager le développement d'un marché de gros concurrentiel à la longue, l'accent devrait être mis sur la réduction des obstacles reliés à l'entrée au marché. En particulier, il faut que les promoteurs d'un projet soient assurés de pouvoir bien gérer les risques de développement et d'exploitation.

Un des risques d'exploitation pour le producteur concerne l'obtention d'un service auxiliaire à un prix concurrentiel lorsqu'il ne peut remplir ses engagements contractuels. Dans le marché envisagé, les participants du marché pourront alterner entre le marché concurrentiel et le SCT et passer au SCT si leur source d'approvisionnement concurrentielle n'est pas disponible. Cette disposition comporte un certain risque d'abus par les producteurs concurrentiels. Il peut être nécessaire d'établir des critères de rendement afin qu'un fournisseur ne puisse faire profiter ses usagers du service auxiliaire d'approvisionnement ou pour assurer que ce service ne soit utilisé que lorsque les ressources de production du fournisseur concurrentiel ne sont pas disponibles[illegible]. Ces questions devront être examinées plus à fond au cours de l'élaboration des règles du marché ainsi que par le fournisseur du SCT lors de l'établissement des modalités de

---

[illegible] Il n'est pas convenable d'exiger que le fournisseur du SCT offre un service auxiliaire à un usager afin qu'un fournisseur concurrentiel puisse profiter de possibilités plus attrayantes sur le marché. De plus, pour les négociants et les commerçants qui ne fournissent pas nécessairement de l'électricité à un usager à partir de ressources de production particulières, il serait essentiellement impossible de relier l'accès à ce service lié à des critères de rendement du producteur.

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

écologique[37], l'échange de droits d'émissions et les normes de rendement en matière d'émissions.

Le CCM a approuvé une recommandation globale portant sur toutes ces questions.

Recommandation 8-74. Le CCM recommande que le gouvernement provincial mette en œuvre les programmes suivants afin de réaliser les buts visés en matière de protection et d'amélioration de l'environnement d'une manière économique :

- ***mesurage net;***
- ***normes d'inclusion des ressources renouvelables;***
- ***programmes d'efficacité énergétique;***
- ***tarification écologique;***
- ***échange à large assise de droits d'émissions de CO_2;***
- ***normes de rendement en matière d'émissions, et***
- ***encouragement de la cogénération. [3: 6]***

La présente section traitera de toutes ces recommandations.

8.1 Mesurage net et gestion de la production intégrée

Le *Livre blanc* dit que le CCM devrait examiner le rôle et le traitement de la production locale d'électricité à petite échelle et de formuler des recommandations à cet égard.

8.1.1 Mesurage net

Si un producteur local est installé du côté usager du compteur et ne dessert que la charge requise sur place, la production n'a pas besoin d'être facturée dans le marché. L'usager obtient implicitement le plein prix de détail pour l'électricité produite sur place.

Les producteurs locaux peuvent à l'occasion avoir de l'énergie excédentaire à vendre. La façon la plus économique et la plus simple d'accepter et d'établir le prix de la production d'assez petites sources est le mesurage net. Dans le mesurage net, le compteur utilisé à des fins de facturation recule effectivement lorsque le producteur local produit plus d'électricité que l'usager n'en consomme.

Dans cette approche, le prix de toute l'électricité produite sur place est établi au plein coût de détail, ce qui peut résulter en une surévaluation de la production. Toutefois, dans bien des provinces et États, le mesurage net est vu comme une façon d'encourager la production à petite échelle. Souvent, ces producteurs utilisent des technologies axées sur

---

[37] *Le Livre blanc* dit que le gouvernement provincial demanderait aux entreprises de distribution d'offrir des programmes de tarification écologique.

des sources intermittentes comme l'énergie éolienne ou solaire, lesquelles sont souhaitables du point de vue environnemental.

Le mesurage net étant vu comme un traitement préférentiel, de nombreuses instances limitent la taille maximale des producteurs ou la quantité maximale de production admissible. La recommandation du CCM sur le mesurage net est conforme à ces principes. De plus, certains membres se sont dit préoccupés par la possibilité que d'importantes injections nettes d'électricité dans le réseau découlant du mesurage net imposent des coûts aux réseaux de distribution et de production.

Compte tenu de ces préoccupations et dans le but d'encourager la production d'énergies renouvelables et la coproduction, le CCM a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 8-75. Le CCM recommande que les sociétés de distribution permettent aux producteurs intégrés d'énergie renouvelable ou aux coproducteurs ayant une capacité de 100 kW ou moins par point de comptage d'utiliser le mesurage net. Chaque société de distribution doit établir une quantité de kW comme plafond pour la capacité globale des projets de mesurage net dans son territoire. Un plafond suggéré est de 1 % de la demande maximale moyenne quinquennale de la société de distribution.

Les usagers visés par le mesurage net auront les choix suivants :

- ***un cycle de facturation et de paiement mensuel, les injections nettes faites pendant le mois étant payées au coût évité de la société hôte; ou***
- ***le report des injections nettes qui peuvent compenser les retraits nets des mois futurs. À la fin de chaque année civile, toutes les injections nettes seront annulées sans compensation aux producteurs. [2: 6.2.6]***

8.1.2 Soutien matériel de la production intégrée

Les producteurs intégrés sont, par définition, connectés au réseau d'approvisionnement en électricité par l'intermédiaire du distributeur. Pour satisfaire à ses propres besoins en matière de fiabilité et de sécurité du réseau, le distributeur doit établir des normes matérielles pour la connexion. Le respect de normes techniques raisonnables en ce qui concerne les connexions représente un des coûts opérationnels que doit assumer tout producteur, y compris les producteurs intégrés.

Pour favoriser les investissements dans ce secteur, il est nécessaire de réduire les coûts et d'accroître la certitude grâce à l'utilisation de normes non discriminatoires. À cette fin, le CCM a formulé la recommandation suivante.

Recommandation 8-76. Le CCM recommande que les sociétés de distribution soient tenues d'adopter une norme commune appropriée relativement aux interconnexions qui ne fait aucune discrimination contre la production intégrée. [2: 6.2.4]

8.1.3 Soutien de la production intégrée dans le marché

Les producteurs autonomes peuvent à l'occasion avoir de l'énergie excédentaire à vendre à d'autres usagers. La recommandation 3-4 dit que ces producteurs devraient pouvoir vendre dans le marché à contrats bilatéraux. Un autre acheteur possible est la société hôte elle-même.

Sur le plan administratif, il sera plus facile pour les producteurs intégrés de vendre tout simplement à la société hôte que de participer directement au marché à contrats bilatéraux. Le CCM a discuté de la question de savoir si la société hôte devrait être obligée d'acheter de l'énergie des producteurs intégrés et, si oui, à quel prix. En exigeant que la société hôte achète de l'énergie des producteurs intégrés à un prix égal à son coût éludé, on donnerait aux producteurs intégrés un débouché défini sans qu'il en coûte rien, ou peu s'en faut, à la société hôte. Le CCM a donc adopté la recommandation suivante.

Recommandation 8-77. Le CCM recommande que la société hôte soit tenue d'acheter de l'électricité sous contrat auprès des producteurs intégrés à un prix égal à son coût éludé. [2: 6.2.5]

8.2 Norme d'inclusion des ressources renouvelables

Une norme d'inclusion des ressources renouvelables (NIRR) exige qu'un certain pourcentage de la consommation annuelle d'électricité provienne d'énergies renouvelables. Le *Livre blanc* engage le gouvernement à surveiller l'évolution des programmes de NIRR dans les autres provinces et États et d'en évaluer les avantages pour le Nouveau-Brunswick[28]. Le modèle général exige qu'un pourcentage minimal de la consommation provienne de sources d'énergie renouvelable. En général, cette exigence minimale part d'un niveau de base quelconque pour ensuite monter au fil du temps de manière à assurer la croissance de la proportion d'énergies renouvelables. La NIRR peut également prescrire le genre d'énergies renouvelables qui satisfont aux exigences.

L'instauration d'une NIRR soulève plusieurs questions importantes, notamment l'établissement d'un niveau de base, la fixation d'un objectif initial et de son rythme de croissance, la définition des sources d'énergie renouvelable admissibles et la détermination des moyens à prendre pour se conformer à la norme.

Après examen de toutes ces questions, le CCM a convenu que le Nouveau-Brunswick devrait adopter une NIRR. Les discussions qui ont suivi ont permis au CCM de mieux comprendre les enjeux et d'approuver les recommandations suivantes.

Recommandation 8-78. Le CCM recommande que le gouvernement provincial instaure une norme d'inclusion des ressources renouvelables (NIRR) afin d'aider à atteindre le but visé en matière de protection et d'amélioration de l'environnement et de réaliser

---

[28] *Livre blanc*, p. 69.

l'objectif fixé dans le Livre blanc en ce qui concerne le développement des ressources en énergie renouvelable. [3: 6.1]

Recommandation 8-79. Le CCM recommande que la norme d'inclusion des ressources renouvelables (NIRR) soit fondée sur les principes suivants :

- ***Une NIRR est un outil qui devrait être mis en place par le gouvernement afin de l'aider à atteindre ses buts en matière de protection et d'amélioration de l'environnement sans créer de pressions à la hause indues sur les tarifs.***
- ***Une NIRR devrait être fondée sur un pourcentage de la consommation totale d'électricité des usagers.***
- ***Le respect de la NIRR devrait incomber aux usagers :***
- ***les usagers qui choisissent un fournisseur concurrentiel ou un fournisseur autonome doivent démontrer qu'ils respectent la NIRR;***
- ***le fournisseur du SCT doit respecter la NIRR au nom de tous les usagers restants.***
- ***Le pourcentage devrait augmenter graduellement au fil du temps, d'une manière qui est déterminée à l'avance, afin d'offrir une certaine garantie aux promoteurs des énergies renouvelables. Dans l'établissement du rythme d'augmentation de ce pourcentage, on devrait tenir compte des besoins prévus en nouvelles ressources de production.***
- ***Les ressources renouvelables existantes devraient constituer le niveau minimal à partir duquel la NIRR est établie pour les nouveaux projets. L'électricité comptabilisée aux fins de la NIRR ne peut provenir que de :***
  - ***nouveaux projets de mise en valeur des énergies renouvelables;***
  - ***la capacité additionnelle des installations existantes utilisant des énergies renouvelables;***
  - ***la remise en état d'installations existantes utilisant des énergies renouvelables au lieu de les mettre hors service. [3: 6.1]***

L'objectif fixé pour la NIRR pourra être plus élevé si des ressources renouvelables de l'extérieur du Nouveau-Brunswick sont admissibles. Pour qu'elles le soient, elles devront provenir de provinces ou d'États ayant un programme réciproque. La NIRR devrait être réalisable grâce à un système d'échange de crédits pour la production issue de ressources renouvelables admissibles. Le système devrait autant que possible être compatible avec ceux des provinces et des États avoisinants avec qui des crédits pourraient être échangés.

8.3 Programmes d'efficacité énergétique

Le *Livre blanc* propose une stratégie d'efficacité énergétique d'envergure dans laquelle le gouvernement provincial s'engage à « chercher toute une variété de mécanismes de

financement de l'efficacité énergétique à grande échelle[29]. Le CCM a considéré diverses façons de promouvoir l'efficacité énergétique, y compris différents mécanismes de financement.

Dans les marchés où la production d'électricité n'est pas réglementée, un moyen de financer les programmes d'efficacité énergétique consiste en la perception de redevances dites d'avantage collectif ou d'autres droits semblables[30]. Ce genre de redevances est perçu auprès de tous les usagers.

Même si le CCM appuie l'encouragement de l'efficacité énergétique, il n'a pas recommandé la perception de redevances d'avantage collectif. Étant donné que ce genre de redevances peut être utilisé à des fins tellement diverses, le CCM a jugé que, pour faire toute recommandation, il lui faudrait réfléchir soigneusement aux buts des fonds recueillis et au mécanisme à mettre en place pour leur utilisation.

Lors de ses discussions sur les redevances d'avantage collectif, le groupe de travail a puisé à même son expérience et sa connaissance des programmes mis sur pied ailleurs pour énoncer un certain nombre de principes liés aux programmes d'efficacité énergétique, principes qu'il a recommandé au Comité d'adopter.

Le CCM reconnaît que le gouvernement provincial s'est engagé à élaborer des programmes d'efficacité énergétique. Cela étant, le CCM a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 8-80. Le CCM recommande que les principes suivants soient appliqués à la conception des programmes d'efficacité énergétique :

- ***les programmes d'efficacité énergétique devraient avoir un mécanisme de financement spécifique;***
- ***les programmes d'efficacité énergétique ont besoin d'un facilitateur central distinct des fournisseurs d'électricité;***
- ***les programmes d'efficacité énergétique devraient être conçus de manière à adopter les meilleures pratiques connues (et à éviter les pires);***
- ***les nouveaux programmes d'efficacité énergétique devraient compléter et non dédoubler les programmes existants. [3: 6.2]***

8.4 Tarification écologique

Les programmes de tarification écologique offrent aux usagers la possibilité de payer un supplément afin de financer de nouvelles sources d'énergie renouvelable ou d'autres sources à faibles incidences environnementales. En général, ces ressources coûtent plus

---

[29] *Livre blanc*, p. 58.

[30] Une redevance d'avantage collectif représente tout droit perçu sur l'électricité à des fins sociales. Son appellation varie selon l'endroit.

cher financièrement parlant que les ressources énergétiques classiques, mais certains usagers sont disposés à payer davantage pour de électricité provenant de telles sources.

Le *Livre blanc* dit que le gouvernement obligerait toutes les entreprises de distribution à offrir des programmes de tarification écologique. Énergie NB a informé le CCM qu'elle est en train d'en élaborer un. Cela fait, elle offrira aux autres entreprises de distribution de la province la possibilité d'y participer.

L'implantation d'une tarification écologique soulève bon nombre des mêmes questions que celles liées à l'adoption d'une NIRR. Le CCM a reconnu que le gouvernement provincial s'est engagé à élaborer des programmes de tarification écologique et a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 8-81. Le CCM recommande que les programmes de tarification écologique soient fondés sur les principes suivants :

- ***l'énergie provenant de ressources renouvelables qui reçoivent un crédit au titre de la NIRR ne peut être offerte comme « énergie verte »;***
- ***la définition d'énergie verte doit correspondre à une définition largement acceptée, comme celle de l'Éco-Logo. [3: 6.3]***

8.5 Échange de droits d'émissions

Le CCM a reconnu dans ses discussions que la mise en oeuvre de politiques sur les énergies renouvelables, la production d'électricité à petite échelle, l'efficacité énergétique et la coproduction permettrait de réduire la production issue de sources fossiles à forte incidence sur l'environnement, sans toutefois l'éliminer. Le CCM a considéré des politiques visant à assurer un meilleur rendement écologique des ressources existantes : systèmes de plafonnement et d'échange des émissions à large assise et normes de rendement en matière d'émissions.

Le CCM a également reconnu l'engagement du gouvernement face au changement climatique, notamment par l'élaboration d'un plan d'action provincial vis-à-vis du changement climatique[31]. Le Comité croit que le gouvernement verrait d'un bon œil que des suggestions lui soient faites sur les façons d'atteindre ses buts à cet égard.

Enfin, le CCM a reconnu que le gouvernement provincial songe à adopter des programmes de plafonnement et d'échange pour toutes les émissions atmosphériques. Le CCM a adopté la recommandation suivante à l'égard des programmes de plafonnement et d'échange des émissions de gaz à effet de serre.

Recommandation 8-82. Le CCM recommande que le gouvernement provincial poursuive, en collaboration avec le gouvernement fédéral, les gouverneurs de la

---

[31] *Livre blanc*, p. 72.

Nouvelle-Angleterre et les premiers ministres de l'Est du Canada, l'insertion d'un programme d'échange d'émissions dans le plan d'action vis-à-vis du changement climatique.

Le CCM recommande qu'un système d'échange d'émissions soit fondé sur les principes suivants :

- ***que les permis d'échange visent les émissions de CO_2 et d'autres gaz à effet de serre convertis en émissions équivalentes de CO_2;***
- ***que le système ait une large assise géographique;***
- ***que la conformité soit attestée par l'intermédiaire d'un registre; et***
- ***que le système soit fondé sur un plafond qui devrait baisser au fil du temps.[3: 6.4]***

8.6 Normes de rendement en matière d'émissions

L'établissement de normes de rendement renforce tout système d'échange d'émissions. On pourrait ainsi exiger que les producteurs d'électricité respectent une norme de rendement fixe ou achètent des crédits auprès de ceux dont le rendement est supérieur à la norme.

Le CCM reconnaît que l'établissement de normes de rendement en matière d'émissions pour la production d'électricité pourrait aider à réduire les émissions atmosphériques.

Le CCM a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 8-83. Le CCM recommande que le gouvernement provincial songe à appliquer des normes de rendement en matière d'émissions atmosphériques dans le cadre de son plan d'action vis-à-vis du changement climatique. La conformité à ces normes pourrait être une condition à la vente d'électricité au Nouveau-Brunswick ou un moyen de plafonner les émissions dans le cadre d'un marché d'échange régional ou national. [3: 6.5]

8.7 Encouragement de la coproduction

Le *Livre blanc* engage le gouvernement provincial à « encourager la coproduction en la considérant comme l'option de production d'électricité la plus éconergétique[32]. Le CCM convient que la coproduction est une option intéressante sur le plan de l'efficacité énergétique. Dans la conception du marché, le CCM a examiné l'effet que ses recommandations pourraient avoir sur les possibilités de coproduction.

Le CCM appuie le développement d'une capacité de coproduction additionnelle au Nouveau-Brunswick en raison de ses avantages pour l'environnement. Cela étant, le CCM a adopté la recommandation suivante.

---

[32] *Livre blanc*, p. 61.

Recommandation 8-84. Le CCM recommande que le gouvernement provincial établisse un groupe multipartite afin de cerner les obstacles au développement de la coproduction au Nouveau-Brunswick et de recommander des mesures précises pour encourager la coproduction. Le groupe devrait considérer des choses telles que :

- ***le traitement préférentiel de la coproduction afin de répondre aux nouveaux besoins en électricité;***
- ***la réduction (ou l'élimination) des redevances d'annulation de service pour les projets de coproduction;***
- ***l'attribution de crédits aux projets de coproduction ayant de faibles incidences environnementales;***
- ***l'établissement d'une norme d'inclusion des ressources renouvelables; etun traitement différentiel fondé sur la consommation spécifique de chaleur, la taille, le combustible, etc. [3: 6.6]***

9 TRANSITION

9.1 Coûts non amortis et redevances d'annulation de service

Les coûts non amortis sont ceux qui ont été engagés par les entreprises d'électricité pour la prestation d'un service monopolistique réglementé et qui ne peuvent être recouvrés dans un marché de concurrence. Des coûts non amortis surgissent dans un marché concurrentiel lorsque les coûts de centrales ou de biens non rentables sont tellement élevés que, vu le choix de fournisseurs concurrentiels, les usagers n'ont pas à acheter leur production.

Le recouvrement de coûts non amortis légitimes est nécessaire afin d'éviter le déplacement des coûts entre les catégories d'usagers et de traiter équitablement ceux qui ont investi dans les entreprises.

Il y a trois sections clés dans le *Livre blanc* qui traitent de la question des coûts non amortis et du déplacement des coûts. En ce qui a trait à l'implantation d'une concurrence au niveau de gros, le *Livre blanc* dit que « le gouvernement provincial obligera les participants au marché de gros qui réduisent leur charge ferme du réseau de la société d'électricité d'État à des niveaux inférieurs à leur charge de l'année civile 1999 à verser une redevance d'annulation de service ou d'autres droits équivalents, entérinés par la Commission[33] ». En ce qui a trait aux usagers industriels, le *Livre blanc* prévoit que « la réalisation de projets de production autonome pourrait créer des coûts non amortis pour le Nouveau-Brunswick en raison du déplacement des ventes de la société d'électricité d'État conjugué aux restrictions limitant le transport d'énergie en Nouvelle-Angleterre ». Par conséquent, « le gouvernement provincial imposera des redevances d'annulation de service ou d'autres droits équivalents, ratifiés par la Commission, aux producteurs autonomes qui réduiront leur charge ferme du réseau de la société d'électricité d'État à des niveaux inférieurs à leur charge de l'année civile 1999[34] ». Dans le même ordre d'idées, le *Livre blanc* dit que « le gouvernement provincial imposera des redevances d'annulation de service ou d'autres droits équivalents, ratifiés par la Commission, aux gros usagers industriels réduisant leur charge ferme du réseau de la société d'électricité d'État à des niveaux inférieurs à leur charge de l'année civile 1999[35] ».

La question des coûts non amortis soulève un certain nombre de points à régler, notamment la définition exacte des coûts non amortis, la méthode de calcul à utiliser pour déterminer l'ampleur de ces coûts, les mesures à prendre pour atténuer ces coûts et les mécanismes à utiliser pour recouvrer ces coûts (p. ex., les redevances d'annulation de

---

[33] *Livre blanc*, p. 19.

[34] *Livre blanc*, p. 24-25.

[35] *Livre blanc*, p. 27.

service). Le CCM a reçu un document de fond (n° 10) sur la question des coûts non amortis et des redevances d'annulation de service.

9.1.1 Définition des coûts non amortis

En général, les coûts non amortis peuvent se définir comme la différence entre la valeur marchande et la valeur comptable des biens d'une entreprise d'électricité. Les coûts non amortis ne devraient pas inclure les pertes associées à une conjoncture économique normale ni les autres risques auxquels les entreprises d'électricité sont normalement exposées dans le cadre d'une réglementation traditionnelle. Cela comprend la croissance de la charge et l'adoption de nouvelles technologies.

Les coûts non amortis légitimes sont les coûts qui ne peuvent être atténués ou compensés par l'entreprise d'électricité. Les techniques d'atténuation des coûts non amortis pourraient comprendre la réduction des dépenses, la renégociation des contrats d'achat d'électricité et d'approvisionnement en combustible, le refinancement de la dette existante et la maximisation des revenus du marché à partir des biens de production existants.

Dans le marché du Nouveau-Brunswick, les usagers disputables peuvent créer des coûts non amortis soit par suite d'une production autonome, soit en se tournant vers d'autres fournisseurs. Étant donné que la plupart des usagers ne pourront pas choisir leur fournisseur d'électricité, ils ne peuvent pas créer de coûts non amortis, de sorte qu'on pourrait soutenir qu'ils ne devraient pas avoir à payer les coûts non amortis par d'autres. Le recouvrement des coûts non amortis doit donc être axé sur les participants du marché qui en créent.

Le CCM a également étudié la question de savoir si un usager qui réduit la demande sur le réseau pourrait constituer un avantage, mais a décidé que les avantages non amortis ne serait pas acquittés, bien que certains membres aient été d'avis qu'ils devraient être reconnus.

Ces décisions sont reflétées dans la recommandation suivante.

Recommandation 9-83. Le CCM recommande que, comme principe général, le coût lié au départ d'un usager du SCT qui serait autrement imposé au reste des usagers du SCT soit assigné directement à l'usager en question. [3: 7.1.1]

Le CCM a bien fait comprendre que des coûts non amortis ne peuvent être créés que par une acte délibéré, comme l'augmentation de la production autonome ou le changement à un fournisseur concurrentiel, réduisant ainsi la charge du réseau.

Étant donné que les usagers auraient acheté une charge interruptible, toute redevance d'annulation de service reliée aux usagers alimentés par une production autonome existant en 1999 serait fondée sur la valeur nette de la charge présentée au réseau et non sur la valeur brute de la charge installée.

La recommandation suivante définit les actes qui peuvent créer des coûts non amortis.

Recommandation 9-86. Le CCM recommande qu'un usager disputable soit considéré comme créant des coûts non amortis seulement lorsqu'il prend un acte délibéré pour réduire sa charge fixme en s'approvisionnant auprès d'un fournisseur concurrentiel ou en réalisant un projet de production autonome. [Ir: 7.1.1]

Le CCM a recommandé que les usagers disputables puissent s'approvisionner entièrement ou partiellement auprès du fournisseur du SCT ou du marché concurrentiel. Pour s'assurer qu'un approvisionnement partiel auprès du marché concurrentiel n'exempte pas un usager de la responsabilité de payer les coûts non amortis qu'il crée, le CCM a adopté la recommandation suivante.

Recommandation 9-87. Le CCM recommande qu'un usager disputable qui quitte le SCT pour une partie de sa charge soit considéré comme pouvant créer des coûts non amortis pour la partie de la charge qui ne serait plus fournie par le SCT. [Ir: 7.1.1]

9.1.2 Méthodes d'évaluation

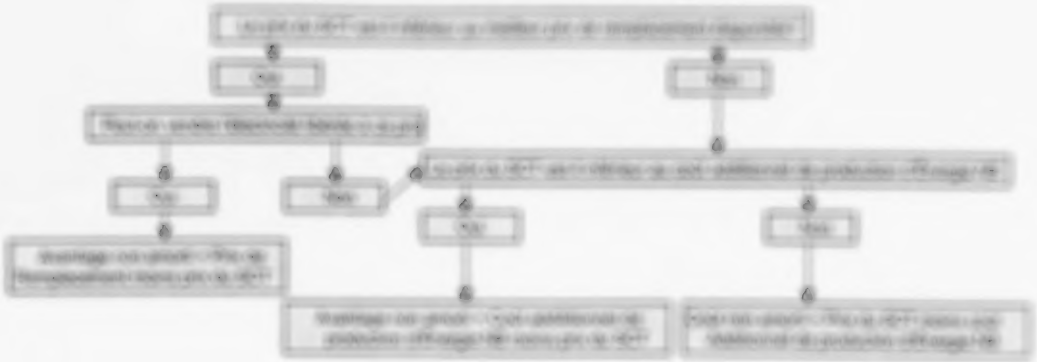
Les entreprises d'électricité et les organismes de réglementation utilisent diverses méthodes pour calculer les coûts non amortis. Toutes les méthodes utilisées comparent la valeur réglementée de l'actif et du passif de l'entreprise avec leur valeur sur le marché concurrentiel.

La question de savoir si le Nouveau-Brunswick connaîtra des coûts non amortis ou des avantages non amortis repose sur la relation entre le prix du SCT, le coût additionnel de production pour Production Énergie NB et le prix du marché d'exportation de la Nouvelle-Angleterre[36]. Ces relations sont illustrées à la figure 2.

---

[36] En supposant que l'usager actuel reçoive le service en vertu d'un contrat type.

Figure 6



Le Comité a conclu que des coûts non amortis pourraient découler de toute charge hors et des biens utilisés pour y répondre. Au fil du temps, le fournisseur du SCT sera obligé d'obtenir, par voie de contrat, de l'électricité au-dessus de la quantité prévue au contrat d'acquisition. Étant donné que cette électricité se destinera aux usagers qui ne peuvent pas opter ou qui n'optent pas pour un autre fournisseur, ces nouvelles quantités pourraient également être considérées comme une source éventuelle de coûts non amortis.

Recommandation 9-08. Le CCW recommande que le recouvrement des coûts non amortis soit fondé sur les coûts de toutes les ressources nécessaires pour satisfaire aux obligations du SCT. Ces coûts comprendraient le contrat d'acquisition et les contrats conclus ultérieurement par le fournisseur du SCT. [IS: 7.3.2]

Si les usagers du SCT sont responsables des coûts non amortis liés à leur approvisionnement dans le cadre du SCT, ils risqueraient de devoir payer pour les décisions imprudentes du fournisseur du SCT. La CESP est un organisme approprié pour surveiller les pratiques contractuelles du fournisseur du SCT.

Recommandation 9-09. Le CCW recommande que les contrats d'approvisionnement conclus (après un processus de demande de propositions) par le fournisseur du SCT pour l'obtention de quantités supérieures à celles prévues au contrat d'acquisition soient un des éléments examinés dans le cadre du processus d'établissement des tarifs du fournisseur du SCT. [IS: 7.3.2]

Recommandation 9-10. Le CCW recommande que le recouvrement des coûts non amortis soit fondé sur la charge fixe de l'usager disponible servant au numéro où il donne avis de son départ. [IS: 7.3.2]

Les recommandations ci-dessus visent à prévoir tout déplacement des coûts par les usagers disponibles lorsqu'ils quittent le SCT. Le calcul des coûts non amortis sera fondé sur le niveau d'approvisionnement établi par contrat. Les coûts que le fournisseur du SCT aura engagés pour fournir la quantité d'électricité convenue pourraient être non amortis si l'usager décidait de partir n'importe quand.

[illegible] recommandations sont contenues aux déclarations faites dans le [illegible] entre [illegible] de référence d'annulation de service en avaient perçues grâce [illegible] de [illegible] de 1999[1]. [illegible] CCW [illegible] décision [illegible] de [illegible] approbation ou [illegible] problèmes qui pourraient créer [illegible] soient qui pourrait [illegible] quitter le SCT et [illegible] et sur les négalités qui pourraient se révéler dans le traitement des nouveaux usagers ayant accédé au réseau après 1999.

[illegible] CCW reconnaît que la valeur des coûts non amortis [illegible] compte de l'évolution de [illegible] et de la demande sur le marché de Nouveau-Brunswick. Lorsque le fournisseur du SCT est obligé de lancer une demande de propositions pour obtenir de nouveaux approvisionnements, on peut s'attendre [illegible] et que les coûts non amortis

Recommandation 9-01: [illegible] CCW recommande que, lorsque une demande de propositions est nécessaire pour la prestation du SCT, [illegible] soient considérés comme faisant partie des approvisionnements possibles, de sorte que les références d'annulation de service [illegible] ou d'autres pourraient être non exigées. [§§ 7.11.3]

9.11.3 Mécanismes de recouvrement des coûts

Une fois que les coûts non amortis admissibles ont été [illegible] après les usagers auront été déterminés, il faudra mettre en place un ou plusieurs mécanismes pour les imposer aux parties appropriées. [illegible] mentionne expressément une référence d'annulation de service ou tout autre droit équivalent. Une référence d'annulation de service oblige les usagers actuels à dédommager l'entreprise d'électricité pour les coûts non amortis découlant de leur décision d'opter pour un fournisseur concurrentiel ou de recourir à la production autonome pour répondre à leurs besoins en électricité. [illegible] indique également que le recouvrement des coûts non amortis serait réglementé par la CBDE.

[illegible] CCW convient que la CBDE est l'organisme approprié pour administrer l'élimination des coûts non amortis.

Recommandation 9-02: [illegible] CCW recommande que la CBDE soit dotée du pouvoir de :

- *déterminer les coûts non amortis et de fixer les références d'annulation de service; et*
- *rendre et rajuster les coûts non amortis. [§§ 7.11.3]*

[illegible] CCW a discuté de plusieurs mécanismes possibles pour la valeur des coûts non amortis, tout en reconnaissant que cela relèverait en fin de compte de la CBDE.

---

[1] [illegible] p. 19 (usagers de gros); p. 55 (production autonome); p. 59 (usagers industriels).

[illegible]

Recommandation N°01 : [illegible] recommande que la méthode de calcul des coûts soit [illegible] pratiques et [illegible] :

- *la référence d'imputation de service ne devrait pas dépasser [illegible] deux d'un fournisseur concerné ;*
- *le calcul de référence d'imputation de service ne doit pas aboutir [illegible] ;*
- *une fois la transparence et la certitude des coûts assurée, [illegible] ;*
- *le moyen devrait [illegible] ;*

5.2 [illegible]

[illegible] [illegible] [illegible] [

recommandera les modifications nécessaires au Ministre. Ce dernier sera ensuite chargé de l'approbation définitive des premières règles du marché[38].

Pour mettre à exécution ces décisions, le CCM a approuvé la recommandation suivante.

Recommandation 9-94. Le CCM recommande que le Ministre prépare une ébauche des règles du marché et que le Comité consultatif du marché examine et révise cette ébauche s'il y a lieu pour ensuite élaborer les premières règles du marché qui seront soumises à l'approbation du Ministre. [3: 7.2]

Pour aider à l'élaboration des premières règles du marché, le CCM a décidé d'adopter un certain nombre de principes. Le Comité a jugé que les principes adoptés pour la prise de ses décisions conviendrait parfaitement à l'élaboration des règles du marché. De plus, l'établissement des règles du marché devrait avoir pour but la mise en application des recommandations du CCM.

Le CCM a donc adopté la recommandation suivante.

Recommandation 9-95. Le CCM recommande que l'élaboration des règles du marché vise à :

- ***mettre en application les recommandations formulées par le CCM; et***
- ***promouvoir les principes suivants (tels que décrits plus en détail dans les critères de décision du CCM) :***
  - ***efficience économique et répartition efficace des risques,***
  - ***fiabilité du réseau,***
  - ***transparence,***
  - ***équité,***
  - ***robustesse,***
  - ***applicabilité,***
  - ***protection et amélioration de l'environnement,***
  - ***protection des usagers disputables. [3: 7.2]***

---

[38] Au cours de la phase 2, le Comité a recommandé que l'exploitant du réseau ait le pouvoir de modifier les règles du marché, sur avis du Comité consultatif du marché. Tout participant au marché aura le droit d'en appeler des modifications, tout d'abord auprès de l'exploitant du réseau, puis auprès de la CESP.

ANNEXE A

LISTE DE RECOMMANDATIONS

ANNEXE A - Recommandations

Recommandation 3-1. Le CCM poursuivra le développement d'un marché à contrats bilatéraux pour le Nouveau-Brunswick. [1: 3.2]

Recommandation 3-2. Le CCM recommande que les acheteurs admissibles dans le marché à contrats bilatéraux du Nouveau-Brunswick comprenent les usagers de gros et les clients industriels finals ayant une charge minimale de 750 kW, prise directement du réseau de transport. Les participants comprendront également tous les agents, courtiers, négociants, producteurs, marchands et regroupeurs agréés au Nouveau-Brunswick. [1: 3.3.1]

Recommandation 3-3. Le CCM recommande que tous les producteurs admissibles et tous les importateurs admissibles puissent vendre dans le marché à contrats bilatéraux du Nouveau-Brunswick. [1: 3.3.1]

Recommandation 3-4. Le CCM recommande que les producteurs intégrés dans les réseaux de distribution soient admissibles à participer au marché à contrats bilatéraux, sous réserve des règles du marché. Ils doivent informer la société hôte lorsqu'ils injectent de l'électricité. [2; 6.2.5]

Recommandation 3-5. Le CCM recommande que l'exploitant de réseau choisi pour le marché à contrats bilatéraux du Nouveau-Brunswick fasse partie d'une organisation qui comprenne le propriétaire et l'exploitant du réseau de transport.

Le CCM recommande que cette organisation soit implantée comme unité commerciale de transport fonctionnellement séparée sous des comptes « corporatisés » distincts du reste d'Énergie NB (production, distribution et commercialisation). Pour atteindre l'indépendance visée des opérations du marché et du réseau de transport par rapport à celles de production, le Comité de conception du marché recommande que le gouvernement poursuive à la longue la mise en place d'un modèle axé sur une société de transport ou d'un modèle offrant un niveau équivalent d'autonomie (ERA). [2: 2.1.1]

Recommandation 3-6. Le CCM recommande que, si l'entité qui comprend l'exploitant du réseau est une société indépendante de celles qui sont responsables de la production, le conseil d'administration de ladite société consiste entièrement de membres qui n'ont aucun lien direct avec ou aucun intérêt avantageux dans tout participant du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick. [2: 2.1.2]

Recommandation 3-7. Le CCM recommande que, s'il fait partie d'une société qui possède des ressources de production au Nouveau-Brunswick, l'exploitant du réseau devrait rendre compte de ses fonctions liées au marché à un conseil de gouvernance qui est séparé du conseil d'administration de la société.

Les fonctions liées au marché comprennent :

- *l'établissement et la révision des règles du marché;*
- *l'exploitation du marché à contrats bilatéraux;*
- *l'exploitation du marché d'équilibrage;*
- *l'observation et la surveillance du marché;*
- *l'exploitation du réseau, y compris l'ordonnancement de l'acheminement de la production.*

Les employés chargés de remplir les fonctions de l'exploitant du réseau ont pour responsabilité première de rendre des comptes au conseil de gouvernance dont ils relèvent :

- *les membres du conseil de gouvernance ne sont pas des employés de l'exploitant du réseau;*
- *les membres du conseil de gouvernance sont choisis à titre d'experts par le gouvernement;*
- *les membres du conseil de gouvernance doivent être indépendants des participants*

Recommandation 3-8. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit soumis à une vérification indépendante en ce qui a trait à l'application des règles du marché et des tarifs, tel que le prescrit la CESP. Il incombera à la CESP d'établir le mandat de vérification et de choisir le vérificateur. [2: 2.1.2]du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick. [2: 2.1.2]

Recommandation 3-9. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté des rôles suivants :

- *Rapporteur et diffuseur d'information (charge, besoins du réseau, capacités du réseau, etc.)*
- *Planificateur (expansion du réseau, etc.)*
- *Normalisateur (comptage, rendement, etc.)*
- *Administrateur (tarif, transactions, etc.)*
- *Facilitateur (contrats bilatéraux, etc.)*

- *Décideur (expansion des installations de transport, etc.)*
- *Représentant de la Zone de contrôle des Maritimes (au sein du NPCC, du NERC, etc.). [2: 2.2.7]*

Recommandation 3-10. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté des responsabilités suivantes :

- *assurer la fiabilité du réseau;*
- *implanter et administrer le transport à libre accès;*
- *administrer un marché bilatéral pour l'énergie électrique;*
- *assurer la liaison avec d'autres exploitants de réseau et de marché;*
- *faire fonction de régie opérationnelle pour le réseau de production et de transport. [2: 2.2.7]*

Recommandation 3-11. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau remplisse les fonctions suivantes :

- *administration après coup du réseau, du tarif et du marché;*
- *exploitation en temps réel du réseau;*
- *administration au préalable du réseau, du tarif et du marché;*
- *planification à court terme du réseau;*
- *planification à long terme du réseau;*
- *élaboration et présentation à la CESP du tarif de transport et des services accessoires. [2: 2.2.7]*

Recommandation 3-12. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir et de la responsabilité de fournir les renseignements (y compris les renseignements confidentiels) demandés par la CESP dans son rôle de surveillance de la compétitivité du marché du Nouveau-Brunswick par rapport à l'emprise sur le marché et à la fonctionnalité du marché. [2: 2.2.1]

Recommandation 3-13. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir et de la responsabilité de communiquer des renseignements non confidentiels au public d'une manière instantanée, libre et non discriminatoire. [2: 2.2.1]

Recommandation 3-14. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir :

- ***d'observer la conformité des participants du marché aux règles du marché;***
- ***de documenter les cas de non-conformité et de mettre cette information à la disposition de la CESP si elle le demande;***
- ***d'appliquer des pénalités et des sanctions conformément aux règles du marché. [2: 2.2.2]***

Recommandation 3-15. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir et de la responsabilité d'interdire à des entités de participer aux activités du marché du Nouveau-Brunswick pour lesquelles elles ne sont pas autorisées. [2: 2.2.3]

Recommandation 3-16. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir et de la responsabilité d'établir, de mettre à jour et de maintenir les règles du marché. [2: 2.2.4]

Recommandation 3-17. Le CCM recommande qu'un comité consultatif sur le marché soit créé afin de conseiller l'exploitant du réseau sur les questions ayant trait :

- ***à la modification des règles du marché;***
- ***aux fonctions que doit remplir l'exploitant du réseau par rapport au marché;***
- ***à l'observation et à la surveillance du marché;***

et, de plus, que :

- ***toute question litigieuse puisse être soumise au comité consultatif sur le marché par les membres, l'exploitant du réseau ou d'autres parties intéressées;***
- ***le comité consultatif sur le marché recommande des modifications aux règles du marché au conseil d'administration de la société de transport autonome ou au conseil de gouvernance de l'exploitant du réseau, selon le cas;***
- ***le comité consultatif sur le marché fasse d'autres recommandations au conseil d'administration ou au conseil de gouvernance de l'esploitant du réseau. [2: 2.2.4]***

Recommandation 3-18. Le CCM recommande que le comité consultatif sur le marché soit un comité permanent se composant de représentants des participants du marché, des intervenants et de l'exploitant du réseau.

Les représentants seront choisis de trois façons :

- *chaque groupe inscrit de participants du marché aura des représentants choisis par voie de vote au sein du groupe;*
- *les groupes d'intervenants désignés (usagers, groupes de défense de l'environnement, etc.) auront des représentants choisis par le gouvernement;*
- *les représentants de l'exploitant du réseau seront choisis par le conseil d'administration de la société de transport autonome ou par le conseil de gouvernance de l'exploitant du réseau, selon le cas. [2: 2.2.4]*

Recommandation 3-19. Le CCM recommande que :

- *l'exploitant du réseau, conseillé par le comité consultatif sur le marché, ait le pouvoir de proposer et d'implanter des modifications aux règles du marché;*
- *tout participant du marché ou tout intervenant qui s'oppose aux modifications proposées doive tout d'abord soulever ses objections auprès du comité consultatif sur le marché;*
- *si la réponse du comité consultatif sur le marché ne satisfait pas le participant du marché ou l'intervenant, un appel puisse être interjeté auprès du conseil d'administration de la société de transport autonome ou du conseil de gouvernance de l'exploitant du réseau, selon le cas;*
- *à défaut d'avoir reçu des solutions satisfaisantes de la part de l'organisation de l'exploitant du réseau, le participant du marché ou l'intervenant puisse en appeler auprès de la CESP. [2: 2.2.4]*

Recommandation 3-20. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir et de la responsabilité de :

- *poursuivre les pourparlers avec les provinces et les États voisins afin d'améliorer le niveau d'accès global entre ces réseaux;*
- *présenter des options et recommander des décisions concernant la participation à une ORT ou une organisation semblable au ministre des Ressources naturelles et de l'Énergie;*
- *consulter et renseigner les intervenants sur le processus de participation à une telle organisation. [2: 2.2.5]*

Recommandation 3-21. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau ait la responsabilité et le pouvoir d'assurer la sécurité du réseau. Pour ce faire, il sera habilité à :

- *maintenir la sécurité du réseau selon les critères établis par le NERC et le NPCC ou d'autres organismes normalisateurs responsables;*
- *déterminer les besoins en matière de sécurité du réseau du Nouveau-Brunswick;*
- *obtenir et fournir des services accessoires et de sécurité;*
- *représenter le Nouveau-Brunswick au sein des comités du NERC et du NPCC ou d'autres organismes normalisateurs responsables;*
- *offrir, en vertu d'un TTLA compatible à l'ordonnance n° 888 de la FERC, les services accessoires requis pour la sécurité du réseau;*
- *si besoin est pour la sécurité du réseau :*
  - *exiger qu'un producteur injecte ou n'injecte pas de l'électricité dans le réseau ou qu'un usager retire ou ne retire pas de l'électricité du réseau;*
  - *exiger qu'un propriétaire d'installations de transport exploite ou n'exploite pas son réseau;*
- *remplir toute autre fonction nécessaire pour assurer la sécurité du réseau. [2: 2.3.1]*

Recommandation 3-22. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau ait la responsabilité et le pouvoir d'assurer qu'un niveau adéquat de capacité est disponible dans le marché du Nouveau-Brunswick. Pour ce faire, l'exploitant du réseau devrait être habilité à :

- *déterminer les besoins du marché néo-brunswickois en capacité installée;*
- *observer la capacité disponible et engagée;*
- *projeter les surplus et les déficits futurs de capacité;*
- *publier des relevés périodiques (p. ex. aux 18 mois et aux 10 ans);*
- *faire rapport au NPCC et au NERC;*
- *imposer des pénalités pour les déficits;*
- *revoir les critères de capacité;*
- *recevoir et étudier l'information des participants du marché sur leur capacité fournie au marché;*
- *proposer des modifications au système d'évaluation de la capacité (en se fondant sur l'historique des interruptions forcées) s'il y a lieu à l'avenir;*
- *vérifier la capacité nette maximale assurée des fournisseurs de capacité;*
- *remplir d'autres fonctions connexes selon les besoins afin d'assurer l'adéquation de la capacité. [2: 2.3.2]*

Recommandation 3-23. Le CCM recommande que tous les participants qui fournissent une charge au marché du Nouveau-Brunswick aient l'obligation de :

- *fournir une capacité :*
  - *égale à leur part proportionnelle de la charge par rapport aux besoins en capacité installée du réseau;*
  - *fondée sur la charge de pointe prévue*
  - *assujettie aux pénalités applicables au sous-approvisionnement, sur détermination ex post.*
- *faire connaître de façon continue à l'exploitant du réseau les paramètres opérationnels et la disponibilité de la capacité, y compris :*
  - *la capacité nette maximale accordée;*
  - *les déclassements de capacité et les interruptions forcées;*
  - *les calendriers d'entretien*
  - *les calendriers d'exploitation quotidiens et saisonniers.*
- *La responsabilité d'une entité qui fournit une charge à l'égard de la capacité peut être administrée en son nom par d'autres participants du marché. [2: 3.8.2]*

Recommandation 3-24. Le CCM recommande que toute capacité future destinée au Nouveau-Brunswick et reconnue comme capacité accréditée en vertu des règles du NERC et du NPCC soit admissible pour fournir la capacité requise :

- *Cette capacité doit être certifiée par l'exploitant du réseau :*
  - *initialement lorsqu'elle est construite, et*
  - *sur une base périodique.*
- *Cette capacité peut être acquise par la construction d'installations de production et/ou par l'achat de capacité installée.*
- *Cette capacité peut être acquise à l'extérieur du Nouveau-Brunswick si :*
  - *elle est fermement destinée à être livrée au Nouveau-Brunswick;*
  - *elle satisfait aux exigences en matière de capacité accréditée.[2: 3.8.2]*

Recommandation 3-25. Le CCM recommande que les fournisseurs de capacité dans le marché du Nouveau-Brunswick aient les responsabilités suivantes :

- *aviser l'exploitant du réseau s'ils ne sont pas disponibles;*

- *s'il en sera disponible, fournir de l'électricité ainsi des services accessoires à la demande de l'exploitant du réseau.*

Des pénalités s'appliqueront si l'électricité demandée et disponible n'est pas fournie. [2: 3.8.2]

Recommandation 3-26. La CCM recommande que l'exploitant du réseau ait le pouvoir et la responsabilité d'assurer l'adéquation du réseau de transport dans le marché du Nouveau-Brunswick. Pour ce faire, il devrait être habilité à :

- *établir des critères d'adéquation du réseau de transport, en tenant compte des critères normalisés des réseaux interconnectés;*
- *étudier les réseaux futurs de transport et de production au Nouveau-Brunswick et dans les marchés adjacents et réaliser des études sur le réseau afin de déterminer si des installations de transport supplémentaires sont nécessaires;*
- *publier des examens périodiques (au moins trois fois par année);*
- *faire rapport au NPCC et au NERC;*
- *examiner les critères de planification et les modifier s'il y a lieu;*
- *consulter le(s) propriétaire(s) des installations de transport afin d'établir des normes d'interconnexion;*
- *réaliser des études sur le réseau pour les connexions proposées de nouvelles installations de production ou de charge afin de déterminer si elles sont nécessaires;*
- *demander et recevoir des propositions de solutions possibles concernant :*
  - *le transport;*
  - *la production;*
  - *la demande;*
- *évaluer les propositions selon les critères établis, y compris leur impact environnemental; et*
- *remplir les autres fonctions connexes nécessaires pour assurer l'adéquation du réseau de transport. [2: 3.8.3]*

Recommandation 3-27. La CCM recommande que l'exploitant du réseau soit doté de la responsabilité et du pouvoir de faire construire de nouvelles installations de transport lorsque cela est nécessaire pour assurer l'adéquation du réseau ou le fonctionnement efficace du marché. Si le propriétaire des installations de transport ne veut pas construire de nouvelles installations, l'exploitant du réseau peut se confier la construction et la propriété à une tierce partie. [2: 3.2.8]

Recommandation 5-28. La CCW recommande que les propriétaires d'installations de transport aient les responsabilités suivantes :

- *fournir à l'exploitant du réseau de l'information sur leur réseau de transport;*
- *exploiter leur réseau de transport sous la direction de l'exploitant du réseau;*
- *se conformer aux exigences certifiées;*
- *se conformer aux exigences du code de conduite;*
- *consulter l'exploitant du réseau afin d'établir des normes d'interconnexion; et*
- *se conformer aux procédures et aux protocoles nécessaires, établis par l'exploitant du réseau, pour assurer l'adéquation et la sécurité des installations de transport. [3: 5.5.3]*

Recommandation 5-29. La CCW recommande que l'exploitant du réseau offre un service de déséquilibres énergétiques. L'exploitant du réseau peut obtenir un service de déséquilibres énergétiques auprès des participants du marché, en achetant au prix le plus bas disponible selon certaines contraintes opérationnelles. Le prix du service de déséquilibres énergétiques sera établi selon une valeur substitutive qui tient compte du coût si pouvait être visé le prix du marché. Le but est d'encourager le développement d'un service efficient et efficace. [3: 5.5.3]

Recommandation 5-30. La CCW recommande qu'un service d'équilibrage soit offert initialement comme service accessoire par l'intermédiaire du tarif de transport et que ce prestation repose sur les principes suivants :

- *Il devrait fournir efficacement des signaux économiques qui décrivent les comportements à adopter pour assurer l'exploitation fiable du réseau.*
- *Le prix du service devrait être établi en fonction du marché, si possible, grâce à :*
  - *des offres incrémentielles et décrémentielles,*
  - *un prix du marché substitutif,*
  - *des prix plafond et plancher, au besoin, afin de protéger les participants. [3: 5.5]*

Recommandation 5-31. La CCW recommande que les services accessoires soient offerts par l'exploitant du réseau, les tarifs étant approuvés par la CCW et assujettis à une vérification. L'exploitant du réseau obtiendra les services accessoires contractuels auprès des participants du marché au coût le plus faible possible, y compris par voie de contrats concurrentiels. [3: 5.5.3]

Recommandation 9.10) La CCM recommande que la réglementation soit mise à jour pour pouvoir participer aux marchés de détail de l'énergie flexible à la demande et à l'agrégation des sites pour le pouvoir d'effacer dans les dispositions de réglementation accordées dans le cadre du transport et/ou accès qu'il détiennent. [1) 2) 4)]

Recommandation 9.11) La CCM recommande que le service de gestion d'un compte soit :

- *soit fourni par le fournisseur de SCF à ses clients qui décident de ne pas opter ou qui sont incapables d'opter pour un autre fournisseur ;*
- *soit offert à des tarifs fondés sur le coût prudent de la prestation de ce service pour le fournisseur de SCF ;*
- *soit décrit en premier lieu par le fournisseur de SCF auprès de leurs partenaires à un prix qui sera établi par le Ministre ;*
- *soit décrit par le biais d'une demande de propositions publics par le fournisseur de SCF dans le secteur de l'énergie ou de capacité disponible auprès de leurs partenaires si nécessaire.*

et de plus, que :

- *le fournisseur de SCF publie des rapports annuels vérifiés de façon indépendante qui démontrent que le prix de toute l'énergie fournie ou vente d'un contrat par un propre réseau de distribution est établi de manière que celui de l'énergie fournie à d'autres réseaux de distribution. [1) 2) 4)]*

Recommandation 9.12) La CCM recommande que le fonds patrimonial soit affecté initialement comme la première d'énergie et de capacité déterminées par l'opérateur des lieux de production suivant ce 1999 à discuter avec la charge interprovinciale ou forces de charge de réseau de 60 %. [1) 2) 4)]

Recommandation 9.13) La CCM recommande que, en fin d'année que les lieux ont été lieu service de crédit d'importance déposé ou capital au lieu d'être ces lieu service, leur capacité soit retiré du fonds patrimonial. [1) 2) 4)]

Recommandation 9.14) La CCM recommande que le Ministre décide, sous qu'il ou l'énergie à vendre ou tel le compte de l'usine à prime ou lieu de la même lieu service, à dû une hotline ou son lieu le fonds patrimonial. [1) 2) 4)]

Recommandation 5-17 : la GDSE recommande qu'une vaste réglementation soit établie pour l'industrie française VIII-3 à la puissance de 6 F. Un contrôle rigoureux de la puissance de 6 F s'impose lorsqu'on se trouve à proximité de l'électricité sous des tons de bleus particulièrement jusqu'à une capacité définie. (§ 5-11-3)

Recommandation 5-18 : la GDSE recommande que l'obligation pour la puissance de 6 F de posséder de l'électricité sous des tons de bleus particulièrement vifs de sorte que cette puissance soit toujours disponible. Il faut que l'ordonnance du service n'ait pas été mise en marche. (§ 5-11-3)

Recommandation 5-19 : la GDSE recommande que toute quantité d'électricité sous des tons de bleus particulièrement vifs ou des teintes voisines de la puissance de 6 F puisse être évacuée sur le marché par l'industrie française VIII. (§ 5-11-3)

Recommandation 5-20 : la GDSE recommande que la cave de l'électricité sous des tons de bleus particulièrement vifs puisse être utilisée pour la puissance de 6 F. Un tel local doit être situé loin de toute source de chaleur, car la température à l'intérieur ne doit pas dépasser quelques degrés au-dessus de zéro. Il faut également que la puissance de 6 F soit protégée contre la lumière directe du soleil. (§ 5-11-3)

Recommandation 5-21 : la GDSE recommande que la puissance soit conservée dans des emballages hermétiques. (§ 5-11-3)

Recommandation 5-22 : la GDSE recommande que la puissance de 6 F puisse être conservée le plus longtemps possible dans l'usage de sorte que l'électricité diminue de moitié après quelques années. Il faut également que la puissance soit protégée contre la lumière. (§ 5-11-3)

Recommandation 5-23 : la GDSE recommande que les tons de bleus particulièrement vifs soient conservés dans des récipients hermétiquement fermés. (§ 5-11-3)

Recommandation 5-24 : la GDSE recommande que les tons de bleus particulièrement vifs soient conservés dans des récipients hermétiquement fermés. (§ 5-11-3)

Recommandation 5-25 : la GDSE recommande que la puissance de 6 F soit conservée dans des récipients hermétiquement fermés. (§ 5-11-3)

Recommandation 5-26 : la GDSE recommande que les tons de bleus particulièrement vifs soient conservés dans des récipients hermétiquement fermés. (§ 5-11-3)

Recommandation 6-45. Le CCM recommande qu'un usager qui quitte le SCT ne soit pas admissible au SCT pendant 12 mois. Le fournisseur du SCT a l'obligation de desservir tout usager disponible qui a quitté le SCT pendant au moins 12 mois. La prestation de ce service se fera selon les principes suivants :

- *la tarification de ce service devrait empêcher tout déplacement des coûts des usagers existants du SCT vers les usagers qui reviennent au SCT;*
- *Les conditions de cette source d'approvisionnement en électricité seront négociées avec le fournisseur du SCT;*
- *le prix de ce service devrait être fondé sur le coût du fournisseur du SCT; et*
- *le prix demandé pour ce service par le fournisseur du SCT devrait être soumis à un examen réglementaire. [3: 3.1.7]*

Recommandation 6-46. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'approuver le processus et les procédures du fournisseur du SCT en ce qui concerne les demandes de propositions pour l'obtention d'électricité aux fins du SCT. Ce faisant, la CESP appliquera des critères d'équité et de transparence. [3: 3.3.2]

Recommandation 6-47. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'entendre les plaintes concernant le processus, les procédures et le contenu des demandes de propositions pour l'obtention d'électricité aux fins du SCT. [3: 3.3.2]

Recommandation 6-48. Le CCM recommande que Production Énergie NB soit tenue d'offrir une capacité et/ou de l'énergie en réponse à une demande de propositions du fournisseur du SCT. [3: 3.3.2]

Recommandation 6-49. Le CCM recommande que tout participant du marché puisse offrir, en tout temps, de fournir au fournisseur du SCT de l'énergie ou de la capacité pour répondre aux besoins du son SCT. [3: 3.1.8]

Recommandation 5-50. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'entendre les plaintes concernant les modifications apportées aux règles du marché lorsqu'une plainte est déposée par un participant du marché. [3: 4.1]

Recommandation 5-51. Le CCM recommande que l'exploitant du réseau soit tenu de déposer auprès de la CESP, à titre d'information, les modifications apportées aux règles du marché. [3: 4.1]

Recommandation 5-52. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir de surveiller la conformité de l'exploitant du réseau aux règles du marché et aux tarifs qu'il administre. Cela comprend la capacité de commander une vérification indépendante concernant l'application, par l'exploitant du réseau, des règles du marché et des tarifs. La CESP approuvera le code déontologique de l'exploitant du réseau ainsi que toute redevance pouvant être perçue par ce dernier. [3: 4.1]

Recommandation 5-53. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir de surveiller les abus d'emprise sur le marché et de prendre les mesures nécessaires pour prévenir ou atténuer tout abus d'emprise sur le marché. Cela comprend le pouvoir :

- *d'ordonner au Comité consultatif du marché et à l'exploitant du réseau de modifier les règles du marché afin de régler les abus d'emprise sur le marché;*
- *d'imposer des conditions à l'octroi de permis;*
- *d'imposer des pénalités administratives;*
- *de suspendre ou de retirer un permis; et*
- *de conseiller le Ministre en ce qui concerne les modifications structurelles nécessaires pour favoriser la compétitivité du marché. [3: 4.2]*

Recommandation 5-54. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'élaborer, d'octroyer, de suspendre et de retirer les permis des participants du marché lorsqu'elle juge qu'il est dans l'intérêt du public de le faire. De plus, le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'établir les pénalités administratives à imposer aux titulaires de permis qui enfreignent les conditions de leur permis. Pour déterminer s'il y a lieu d'exiger un permis, la CESP doit considérer la nature de l'entité et son degré de réglementation. [3: 4.3]

Recommandation 5-55. Le CCM recommande que le gouvernement provincial entreprenne d'évaluer le caractère approprié de la réglementation existante des entreprises de distribution d'électricité et d'apporter les changements nécessaires. [3: 4.4.1]

Recommandation 5-56. Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir d'approuver les tarifs payés par les entreprises de distribution aux producteurs intégrés, en se fondant sur les coûts évités des entreprises de distribution. Les coûts évités seront définis par la CESP et comprendront, sans toutefois s'y limiter, les coûts d'approvisionnement en électricité, les pertes réduites et les frais de transport. [3: 4.4.2]

Recommandation 6-57. Le CCM recommande que le réseau de transport assure un accès libre, égal et non discriminatoire à tous les participants admissibles du marché

selon des modalités et des conditions compatibles avec les ordonnances n° 888 et 889 de la FERC. L'exploitant du réseau aura un TTLA pour le réseau et le service point à point couvrant le service de transport : à l'intérieur de la province, à destination de la province, à l'extérieur de la province et à travers la province. La CESP approuvera le TTLA. [1: 3.3.4]

Recommandation 6-58. Le CCM recommande que les mesures législatives nécessaires pour autoriser la CESP à approuver les tarifs et les droits de transport soient prises de façon opportune. [1: 3.3.4].

Recommandation 6-59. Le CCM recommande recommande les résolutions suivantes pour la gestion de la congestion du réseau de transport à l'intérieur du Nouveau-Brunswick :

- *Que l'exploitant du réseau utilise l'information sur les prix et la capacité acheminable pour réacheminer l'électricité de manière à atténuer la congestion ;*
- *Que, pour permettre ce réacheminement, les fournisseurs ayant une capacité acheminable soient tenus de fournir des prix d'acheminement accru et réduit et que l'usager puisse choisir entre les deux ;*
- *Qu'un cadre d'atténuation locale de l'emprise sur le marché soit mis en place pour limiter l'emprise des producteurs qui sont tenus d'accoître ou de réduire l'acheminement de leur électricité ;*
- *Que l'exploitant du réseau règle les transactions de congestion en*
    - *payant pour l'acheminement accru de l'énergie*
    - *facturant l'acheminement réduit de l'énergie*
    - *cumulant les coûts nets de congestion. [1: 5.1.4].*

Recommandation 6-60. Le CCM recommande que la Commission des entreprises de service public approuve un mécanisme incorporant les principes suivants pour le recouvrement des coûts de congestion :

- *Que les coûts de congestion soient affectés aux transactions en fonction du partage de la charge en temps opportun, par exemple, mensuellement.*
- *Que l'information concernant les coûts de congestion au Nouveau-Brunswick soit recueillie et publiée afin de permettre la prise de décisions éclairées en ce qui a trait aux coûts de congestion.*
- *Que les coûts de congestion au Nouveau-Brunswick soient périodiquement évalués par l'exploitant du réseau et revus par un comité d'intervenants.*

- *Que l'exploitant du réseau ou le comité d'intervenants puisse recommander des modifications au mécanisme de gestion de la congestion et que les modifications proposées soient soumises à l'approbation de la CESP.*
- *Que l'affectation des coûts de réacheminement en cas de congestion puisse varier au fur et à mesure que la chose devient appropriée et possible de manière à ce que les coûts de congestion soient affectés aux transactions qui causent la congestion. Les charges intraprovinciales et les contrats existants recevront des droits afin d'éviter la congestion dans les installations de transport préexistantes. [1: 5.1.4]*

Recommandation 6-61. Le CCM recommande que la gestion de la congestion du réseau de transport aux interconnexions avec des réseaux externes soit faite d'une manière conforme aux principes de la FERC, tels qu'énoncés à l'ordonnance n° 888. [1: 5.1.4]

Recommandation 6-62. Le CCM recommande que, conformément à sa responsabilité liée à l'établissement des exigences en ce qui a trait aux compteurs, l'exploitant du réseau soit doté du pouvoir de déterminer quand il faut de nouveaux compteurs ou des compteurs modifiés et d'ordonner au(x) propriétaire(s) des installations de transport de les installer. [3: 5.1.1]

Recommandation 6-63. Le CCM recommande que le(s) propriétaire(s) d'installations de transport soient propriétaires de tous les compteurs installés aux points d'injection et de retrait du réseau.

- *Le(s) propriétaire(s) d'installations de transport seront responsables :*
  - *de la prestation de « services de données de mesurage »;*
  - *de l'entretien des compteurs;*
  - *de la sécurité des données de mesurage.*
- *Le(s) propriétaire(s) d'installations de transport transmettront les données à l'exploitant du réseau pour qu'il s'en serve aux fins de facturation et de règlement.*
- *Les coûts des propriétaires d'installations de transport seront inclus dans le tarif de transport. (3 :5.1.2)*

Recommandation 6-64. Le CCM recommande que tous les compteurs destinés aux points de production ou d'autres points d'injection au réseau soient payés par le producteur. [3: 5.1.2]

Recommandation 6-65. Le CCM recommande qu'il y ait des codes déontologiques appropriés pour les composantes dégroupées d'Énergie NB :

- *les codes déontologiques seront approuvés par la CESP;*
- *les codes déontologiques empêcheront l'échange inapproprié des données; et*
- *les codes déontologiques devraient assurer que Production Énergie NB ne tire aucun avantage concurrentiel sur les autres fournisseurs concurrentiels de son affiliation à Transport et Distribution Énergie NB. [3: 5.2]*

Recommandation 6-66. Le CCM recommande que les usagers aient un droit de regard sur la communication des données de mesurage ayant trait à leur propre consommation d'électricité :

- *Transport Énergie NB ne peut communiquer des données sur la consommation d'électricité d'usagers particuliers à des tierces parties autres que l'exploitant du réseau qu'avec l'autorisation des usagers en cause;*
- *l'exploitant du réseau peut utiliser les données pour s'acquitter de ses responsabilités, mais il ne peut pas communiquer de données sur la consommation d'électricité d'usagers particuliers à des tierces parties à des fins autres que de facturation et de règlement;*
- *Transport Énergie NB doit fournir des données à des fournisseurs éventuels à des fins de préparation de propositions, lorsqu'un usager le lui demande;*
- *Production Énergie NB doit être traitée comme un fournisseur éventuel afin de maintenir des règles du jeu équitables; et*
- *les codes déontologiques de Transport, Distribution et Production Énergie NB assureront qu'il n'y aura pas de partage inapproprié des données. [3: 5.2]*

Recommandation 6-67. Le CCM recommande que la structure tarifaire approuvée par la CESP soit telle que les producteurs autonomes connectés au réseau de transport paient pour les services accessoires en fonction de la demande de pointe non concordante nette mensuelle. [2: 6.2.3]

Recommandation 6-68. Le CCM recommande que le tarif de transport approuvé par la CESP soit tel que les producteurs autonomes qui choisissent le service du réseau soient facturés pour le service de transport en fonction de leur demande de pointe non concordante nette mensuelle. [2: 6.2.3]

Recommandation 6-69. Le CCM recommande que la conception du tarif de transport cherche à atténuer toute perturbation éventuelle des tarifs des producteurs autonomes. [3: 5.3]

Recommandation 6-70. Le CCM recommande que le tarif de transport approuvé par la CESP prévoie que les frais pour les services accessoires demandés aux sociétés de distribution soient fondés sur la demande de pointe non concordante nette mensuelle par point de livraison. [2: 6.2.4]

Recommandation 6-71. Le CCM recommande que le tarif de transport approuvé par la CESP prévoie que les frais de transport pour les services du réseau demandés aux sociétés de distribution soient fondés sur la demande de pointe non concordante nette mensuelle par point de livraison. [2: 6.1.4]

Recommandation 6-72. Le CCM recommande que les factures aux usagers disputables indiquent séparément le coût des services de transport et des services accessoires. [3: 2.1.5]

Recommandation 7-73. Le CCM recommande que, jusqu'à ce qu'il y ait une concurrence relative, le fournisseur du SCT soit tenu d'offrir un service auxiliaire réglementé par la CESP. [3: 3.3]

Recommandation 8-74. Le CCM recommande que le gouvernement provincial mette en oeuvre les programmes suivants afin de réaliser les buts visés en matière de protection et d'amélioration de l'environnement d'une manière économique :

- *mesurage net;*
- *normes d'inclusion des ressources renouvelables;*
- *programmes d'efficacité énergétique;*
- *tarification écologique;*
- *échange à large assise de droits d'émissions de CO_2;*
- *normes de rendement en matière d'émissions, et*
- *encouragement de la coproduction. [3: 6]*

Recommandation 8-75. Le CCM recommande que les sociétés de distribution permettent aux producteurs intégrés d'énergie renouvelable ou aux coproducteurs ayant une capacité de 100 kW ou moins par point de comptage d'utiliser le mesurage net. Chaque société de distribution doit établir une quantité de kW comme plafond pour la capacité globale des projets de mesurage net dans son territoire. Un plafond

suggéré est de 1 % de la demande maximale moyenne quinquennale de la société de distribution.

Les usagers visés par le mesurage net auront les choix suivants :

- *un cycle de facturation et de paiement mensuel, les injections nettes faites pendant le mois étant payées au coût éludé de la société hôte; ou*
- *le report des injections nettes qui peuvent compenser les retraits nets des mois futurs. À la fin de chaque année civile, toutes les injections nettes seront annulées sans compensation aux producteurs. [2: 6.2.6]*

Recommandation 8-76. Le CCM recommande que les sociétés de distribution soient tenues d'adopter une norme commune appropriée relativement aux interconnexions qui ne fait aucune discrimination contre la production intégrée. [2: 6.2.4]

Recommandation 8-77. Le CCM recommande que la société hôte soit tenue d'acheter de l'électricité sous contrat auprès des producteurs intégrés à un prix égal à son coût éludé. [2: 6.2.5]

Recommandation 8-78. Le CCM recommande que le gouvernement provincial instaure une norme d'inclusion des ressources renouvelables (NIRR) afin d'aider à atteindre le but visé en matière de protection et d'amélioration de l'environnement et de réaliser l'objectif fixé dans le Livre blanc en ce qui concerne le développement des ressources en énergie renouvelable. [3: 6.1]

Recommandation 8-79. Le CCM recommande que la norme d'inclusion des ressources renouvelables (NIRR) soit fondée sur les principes suivants :

- *Une NIRR est un outil qui devrait être mis en place par le gouvernement afin de l'aider à atteindre ses buts en matière de protection et d'amélioration de l'environnement sans créer de pressions à la hause indues sur les tarifs.*
- *Une NIRR devrait être fondée sur un pourcentage de la consommation totale d'électricité des usagers.*
- *Le respect de la NIRR devrait incomber aux usagers :*
- *les usagers qui choisissent un fournisseur concurrentiel ou un fournisseur autonome doivent démontrer qu'ils respectent la NIRR;*
- *le fournisseur du SCT doit respecter la NIRR au nom de tous les usagers restants.*

- *Le pourcentage devrait augmenter graduellement au fil du temps, d'une manière qui est déterminée à l'avance, afin d'offrir une certaine garantie aux promoteurs des énergies renouvelables. Dans l'établissement du rythme d'augmentation de ce pourcentage, on devrait tenir compte des besoins prévus en nouvelles ressources de production.*
- *Les ressources renouvelables existantes devraient constituer le niveau minimal à partir duquel la NIRR est établie pour les nouveaux projets. L'électricité comptabilisée aux fins de la NIRR ne peut provenir que de :*
  - *nouveaux projets de mise en valeur des énergies renouvelables;*
  - *la capacité additionnelle des installations existantes utilisant des énergies renouvelables;*
  - *la remise en état d'installations existantes utilisant des énergies renouvelables au lieu de les mettre hors service. [3: 6.1]*

Recommandation 8-80. Le CCM recommande que les principes suivants soient appliqués à la conception des programmes d'efficacité énergétique :

- *les programmes d'efficacité énergétique devraient avoir un mécanisme de financement spécifique;*
- *les programmes d'efficacité énergétique ont besoin d'un facilitateur central distinct des fournisseurs d'électricité;*
- *les programmes d'efficacité énergétique devraient être conçus de manière à adopter les meilleures pratiques connues (et à éviter les pires);*
- *les nouveaux programmes d'efficacité énergétique devraient compléter et non dédoubler les programmes existants. [3: 6.2]*

Recommandation 8-81. Le CCM recommande que les programmes de tarification écologique soient fondés sur les principes suivants :

- *l'énergie provenant de ressources renouvelables qui reçoivent un crédit au titre de la NIRR ne peut être offerte comme « énergie verte »;*
- *la définition d'énergie verte doit correspondre à une définition largement acceptée, comme celle de l'Éco-Logo. [3: 6.3]*

Recommandation 8-82. Le CCM recommande que le gouvernement provincial poursuive, en collaboration avec le gouvernement fédéral, les gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et les premiers ministres de l'Est du Canada, l'insertion d'un

programme d'échange d'émissions dans le plan d'action vis-à-vis du changement climatique.

Le CCM recommande qu'un système d'échange d'émissions soit fondé sur les principes suivants :

- *que les permis d'échange visent les émissions de CO_2 et d'autres gaz à effet de serre convertis en émissions équivalentes de CO_2;*
- *que le système ait une large assise géographique;*
- *que la conformité soit attestée par l'intermédiaire d'un registre; et*
- *que le système soit fondé sur un plafond qui devrait baisser au fil du temps.[3: 6.4]*

Recommandation 8-83. Le CCM recommande que le gouvernement provincial songe à appliquer des normes de rendement en matière d'émissions atmosphériques dans le cadre de son plan d'action vis-à-vis du changement climatique. La conformité à ces normes pourrait être une condition à la vente d'électricité au Nouveau-Brunswick ou un moyen de plafonner les émissions dans le cadre d'un marché d'échange régional ou national. [3: 6.5]

Recommandation 8-84. Le CCM recommande que le gouvernement provincial établisse un groupe multipartite afin de cerner les obstacles au développement de la coproduction au Nouveau-Brunswick et de recommander des mesures précises pour encourager la coproduction. Le groupe devrait considérer des choses telles que :

- *le traitement préférentiel de la coproduction afin de répondre aux nouveaux besoins en électricité;*
- *la réduction (ou l'élimination) des redevances d'annulation de service pour les projets de coproduction;*
- *l'attribution de crédits aux projets de coproduction ayant de faibles incidences environnementales;*
- *l'établissement d'une norme d'inclusion des ressources renouvelables; etun traitement différentiel fondé sur la consommation spécifique de chaleur, la taille, le combustible, etc. [3: 6.6]*

Recommandation 9-85. Le CCM recommande que, comme principe général, le coût lié au départ d'un usager du SCT qui serait autrement imposé au reste des usagers du SCT soit assigné directement à l'usager en question. [3: 7.1.1]

Recommandation 9-86. *Le CCM recommande qu'un usager disputable soit considéré comme créant des coûts non amortis seulement lorsqu'il pose un acte délibéré pour réduire sa charge ferme en s'approvisionnant auprès d'un fournisseur concurrentiel ou en réalisant un projet de production autonome. [3: 7.1.1]*

Recommandation 9-87. *Le CCM recommande qu'un usager disputable qui quitte le SCT pour une partie de sa charge soit considéré comme pouvant créer des coûts non amortis pour la partie de la charge qui ne serait plus fournie par le SCT. [3: 7.1.1]*

Recommandation 9-88. *Le CCM recommande que le recouvrement des coûts non amortis soit fondé sur les coûts de toutes les ressources nécessaires pour satisfaire aux obligations du SCT. Ces coûts comprendraient le contrat d'acquisition et les contrats conclus prudemment par le fournisseur du SCT. [3: 7.1.2]*

Recommandation 9-89. *Le CCM recommande que les contrats d'approvisionnement conclus (après un processus de demande de propositions) par le fournisseur du SCT pour l'obtention de quantités supérieures à celles prévues au contrat d'acquisition soient un des éléments examinés dans le cadre du processus d'établissement des tarifs du fournisseur du SCT. [3: 7.1.2]*

Recommandation 9-90. *Le CCM recommande que le recouvrement des coûts non amortis soit fondé sur la charge ferme de l'usager disputable sortant au moment où il donne avis de son départ. [3: 7.1.2]*

Recommandation 9-91. *Le CCM recommande que, lorsqu'une demande de propositions est nécessaire pour la prestation du SCT, les usagers sortants soient considérés comme faisant partie des approvisionnements possibles, de sorte que des redevances d'annulation de service, le cas échéant, pourraient être non exigées. [3: 7.1.2]*

Recommandation 9-92. *Le CCM recommande que la CESP soit dotée du pouvoir de :*

- *déterminer les coûts non amortis et de fixer des redevances d'annulation de service; et*
- *revoir et rajuster les coûts non amortis, s'il y a lieu. [3: 7.1.3]*

Recommandation 9-93. Le CCM recommande que la méthode de calcul des coûts sur mesure reflète les principes et les pratiques qui suivent :

- *les redevances d'annulation de service ne devraient pas décourager indûment le choix d'un fournisseur concurrentiel;*
- *le calcul des redevances d'annulation de service ou des coûts sur mesure devrait être transparent afin que les usagers puissent évaluer leurs coûts probables;*
- *aux fins de transparence et de certitude, des coûts sur mesure devraient être établis pour la migration des usagers jusqu'à un certain niveau;*
- *les usagers devraient avoir le droit à un calcul explicite de leurs redevances d'annulation de service, à leurs frais. [Ir. 7.1.3]*

Recommandation 9-94. Le CCM recommande que le Ministre prépare une ébauche des règles du marché et que le Comité consultatif du marché examine et révise cette ébauche s'il y a lieu pour ensuite élaborer les premières règles du marché qui seront soumises à l'approbation du Ministre. [Ir. 7.2]

Recommandation 9-95. Le CCM recommande que l'élaboration des règles du marché vise à :

- *mettre en application les recommandations formulées par le CCM; et*
- *promouvoir les principes suivants (tels que décrits plus en détail dans les critères de décision du CCM) :*
  - *efficience économique et répartition efficace des risques,*
  - *fiabilité du réseau,*
  - *transparence,*
  - *équité,*
  - *robustesse,*
  - *applicabilité,*
  - *protection et amélioration de l'environnement,*
  - *protection des usagers disposables. [Ir. 7.2]*

DÉCIDE CE QUI SUIT :

Résolution 1. La CCW convient que le premier facteur à considérer dans la mise en œuvre du marché est l'existence d'une indépendance réelle de risque de transport et des opérations du marché par rapport à la production.

Résolution 2. La CCW croit que il devrait y avoir des mécanismes appropriés afin de maximiser la possibilité, pour les usagers de gros et les gros usagers industriels, de participer au marché de l'électricité dès son ouverture.

De plus, des mécanismes appropriés devraient être mis en place afin d'assurer que le comportement d'Énergie NB durant la transition à l'ouverture du marché ne nuise pas au bon fonctionnement du marché de l'électricité après son ouverture.

ANNEXE B

MEMBRES ET MEMBRES SUPPLÉANTS DU COMITÉ DE CONCEPTION DU MARCHÉ

ANNEXE B – Comité de conception du marché - Composition

Président: Don Dennison

Organisation	Membre	Membres Suppléants
Ministère des ressources naturelles et l'énergie (Vice-Président)	Don Barnett	Marion Rigby (Secrétaire)
J. D. Irving, Limited	Mark Mosher	Wayne Wolfe
Noranda Inc.	Bruce Chamberlain	Jean Guy Paulin
Ville d'Edmundston	Laurent Maltais	Jean-Guy Marquis
Saint John Energy	Jenni'er Coughlan	Tony Furness
Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick	Dr. Andrew Secord	David Coon
Irving Oil Limited	Mark Brown	Chris Clinton
McCain Foods Ltd.	Donald Wishart	John Corey
Fraser Papers Inc., Opérations d'Edmundston	Cliff Ouellette	Ron Beaulieu
Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc.	John Thompson	Rock Marois
Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick	William Marshall	George Porter

Organisation	Membre	Membres Suppléants
Westcoast Power Inc.	Frank Dixon	Rainer Malcharek
Commission des Entreprises de Service Public	Doug Goss	Gay Drescher
La Table Ronde du Premier Ministre sur L'Environment et L'Economie	Jessie Davies	Kenneth Cox
WPS Energy Services Inc.	Ed Howard	Dwayne Conley
Village de Perth-Andover	Dan Dionne	Susan Murchison

ANNEXE C

GLOSSAIRE

ANNEXE C - Glossaire

Accès non discriminatoire ***(Non-Discriminatory Access)***
Règles assurant à tous les participants du marché un accès au marché, au réseau de transport, au réseau de distribution et aux services accessoires en vertu des mêmes conditions et modalités, sans offrir de traitement préférentiel aux entités qui pourraient être propriétaires d'un réseau de transport ou de biens d'un réseau de distribution, ou qui sont affiliés avec le propriétaire d'un tel réseau ou de tels biens.

Acheminement ***(Dispatch)***
Processus par lequel l'exploitant de réseau dirige le fonctionnement en temps réel d'un fournisseur ou d'un acheteur pour qu'une quantité déterminée d'électricité soit fournie ou retirée du réseau. La gestion de l'acheminement englobe les instructions nécessaires pour synchroniser, désynchroniser, augmenter ou diminuer la production d'électricité et toute autre instruction relative au maintien de la sécurité du réseau.

Acheminement au moindre coût ***(Least-Cost Dispatch)***
Ordonnancement de la production d'énergie selon que la demande d'électricité varie en fonction des sources de production au moindre coût qui sont à la disposition de l'exploitant du réseau et compte tenu des restrictions limitant le transport et d'autres contraintes.

Agent
Personne physique ou morale qui achète ou vend au nom d'un négociant.

Appareils de mesure aux fins de facturation-qualité (FQ) ***(Revenue Quality (RQ) Metering)***
Compteurs conformes aux règlements établis par Mesures Canada. Tous les participants du marché (producteurs, gros usagers finals industriels, usagers municipaux de gros) et les points d'interconnexion au réseau de la Zone de contrôle du Nouveau-Brunswick (ZCNB) ont besoin d'appareils de mesure aux fins de facturation-qualité. Ces appareils doivent avoir une précision de 0,2 % ou mieux[1].

Applicabilité ***(Enforceable)***
Un des cinq principes de l'efficacité du marché. En référence aux organismes chargés de la surveillance et de l'observation des règles du marché et des protocoles, l'organisme doit avoir le pouvoir d'imposer des sanctions aux participants du marché qui enfreignent les règles du marché, et le processus d'enquête entourant les infractions aux règles du marché et les protocoles doivent être transparents. (voir fiabilité, équité et robustesse, qui sont d'autres principes de l'efficacité du marché.)

Atténuation de l'emprise sur le marché ***(Market Power Mitigation)***
Moyens pris pour que la capacité d'une entreprise à exercer une emprise sur le marché soit dissuadée, limitée ou bloquée.

---

[1] Tolérance de 0,2 % à un facteur de puissance unitaire et de 0,3 % à un facteur de puissance de 0,5, semblable à la norme ANSI C12.2.

Autoréglementation (*Self-Regulation*)
Approche réglementariste par laquelle les participants de l'industrie élaborent et administrent les règles qui régissent leurs activités et peuvent faire appel auprès un organisme gouvernemental de réglementation.

Barre omnibus (*Bus*)
Point de jonction électrique des différentes parties d'un réseau interconnecté, comme la connexion entre une installation de production et le réseau de transport d'énergie électrique dans l'enceinte extérieure d'une centrale électrique. Également appelée « nœud ».

Bassin (*Pool*)
Terme parfois utilisé pour désigner l'acheminement de la production d'électricité coordonné par l'exploitant du réseau qui recourt à aux offres de vente des fournisseurs et aux offres d'achat des acheteurs soumises par les participants au marché, et le système associé d'offres de transaction.

Bien de connexion (*Connection Asset*)
Toute ligne, transformateur ou autre pièce du matériel de transport de l'énergie qui est nécessaire pour raccorder un producteur d'électricité ou un usager au réseau commun de transport d'énergie électrique. Généralement, les biens de connexion sont utilisés par une entité ou par quelques entités seulement, et le flux électrique circule habituellement dans une seule direction.

Biomasse (*Biomass*)
Ressources énergétiques tirées de matières organiques. Elles englobent le bois, les déchets agricoles et les autres matières à cellules vivantes qu'on peut brûler pour produire de l'énergie thermique. Elles comprennent en plus les algues, les eaux usées et les autres substances organiques pouvant servir à la production d'énergie au moyen de procédés chimiques.

Bourses des produits financiers, des valeurs mobilières et des marchandises (*Financial, Security and Commodity Exchanges*)
Institutions créées pour faciliter le commerce des valeurs mobilières, des options et des contrats à terme comme, par exemple, la Bourse de Toronto et la New York Mercantile Exchange.

Capacité (*Capacity*)
Maximum d'énergie qu'un groupe générateur, une centrale ou un appareil électrique peut fournir, généralement exprimé en mégawatts.

Capacité d'acheminement disponible (CAD) ***(Available Transfer Capability (ATC))***
Mesure de la capacité physique restante dans un réseau de transport d'énergie pour l'activité commerciale après l'acheminement de la charge déjà engagée pour les usagers. Les quantités déjà engagées englobent les engagements pris à la fois pour la fiabilité du réseau et les transactions commerciales.

Capacité de pointe ***(Peaking Capacity)***
Capacité de production généralement utilisée pour répondre à la demande de pointe, c.-à-d. la demande la plus élevée d'électricité pendant la journée. La capacité de pointe est généralement fournie par des générateurs hydroélectriques ou des turbogénérateurs de combustion alimentés au gaz.

Capacité de production de base ***(Baseload Capacity)***
Capacité de production qui, surtout à cause de faibles coûts d'exploitation, est utilisée continuellement et régulièrement pour produire la charge de base. Son débit de production ne varie généralement pas en fonction de fluctuations dans la demande.

Capacité de redémarrage à froid ***(Black Start Capacity)***
Service accessoire fournissant une source extérieure d'énergie pour permettre à une zone de contrôle de rétablir le réseau après une panne ou à un producteur d'électricité de démarrer ses groupes générateurs ou de rétablir le service aux abonnés lorsque l'alimentation locale n'est plus disponible. Parfois appelée « service de rétablissement ».

Centrale/installation de production d'électricité marchande ***(Merchant Generator/Plant)***
Installation de production d'électricité construite sans engagement de vente.

Charge ***(Load)***
Quantité d'électricité livrée ou nécessaire à un ou plusieurs points donnés d'un réseau. Ces besoins en électricité correspondent aux besoins des appareils de l'usager alimentés à l'électricité.

Charge brute ***(Gross Load)***)
À l'intérieur d'un système de distribution, la charge totale, y compris celle servie par production intégrée.

Charge interruptible ***(Interruptible Load)***
Entente convenue entre les usagers et l'exploitant du réseau par laquelle l'usager accepte de délester la charge en direction de l'exploitant du réseau en échange d'une compensation. Les usagers peuvent offrir cette charge à l'exploitant du réseau comme réserve de fonctionnement.

Charge nette ***(Net Load)***
En ce qui a trait à la production intégrée, charge résultante (nette) servie par le réseau après prise en considération des effets de la production intégrée.

Commercialisation de l'énergie verte ***(Green Power Marketing)***
Procédé commercial consistant à commercialiser et à vendre la production de certaines sources de production reconnues comme sources « d'énergie verte » parce qu'elles répondent à certaines normes en faisant des sources à privilégier sur le plan écologique.

Commission
Commission des entreprises de service public, constituée en vertu de la *Loi sur les entreprises de service public*.

Compteur ***(Meters or Metering)***
Matériel qui mesure et enregistre la quantité et le rythme de consommation d'énergie pendant une période de temps donnée.

Compteur à intervalles ***(Interval Meter)***
Compteur d'électricité pouvant suivre et enregistrer la consommation d'électricité d'un abonné au fil des heures de sorte que l'on peut apparier la consommation au cours de chaque unité de temps avec le coût de l'électricité pendant la période de temps visée.

Compteur au kWh ***(kWh Metering)***
Compteur pouvant mesurer la consommation totale ou le débit total de kilowattheures de façon continue, mais incapable de suivre et d'enregistrer cette consommation pendant des laps de temps plus brefs, comme toutes les heures ou toutes les demi-heures.

Compteur horaire ***(Time-of-Use Meter)***
Compteur capable de mesurer et d'enregistrer la quantité d'électricité utilisée durant certaines périodes de la journée durant lesquelles des tarifs spéciaux pour la consommation d'électricité s'appliquent, comme les heures de pointe de jour, les heures hors pointe de nuit, l'hiver, l'été.

Concentration du marché ***(Market Concentration)***
Mesure de la répartition de la part du marché entre les sociétés concurrentes.

Congestion
Situation où les transactions que les participants du marché souhaitent réaliser excèdent la capacité d'acheminement du réseau de transport d'énergie électrique. La congestion oblige généralement l'exploitant du réseau à rajuster la production des producteurs, en diminuant la production dans un secteur pour y éliminer les contraintes et en l'augmentant dans un autre pour continuer à répondre à la demande des usagers.

Contrainte *(Constraint)*
Restriction sur un réseau de transport de l'énergie ou sur un segment d'un réseau pouvant limiter la capacité à transporter l'énergie entre deux points et, en conséquence, à injecter ou à retirer de l'énergie à divers endroits. Les contraintes peuvent être le résultat de limitations physiques, telles les limites thermales d'une ligne de transmission; les restrictions relatives à la tension locale et à la stabilité; et les limites de contingence qui assurent le fonctionnement sûr en cas de défaillance inattendue dans une installation de transport ou de production d'électricité.

Contrat à terme de gré à gré *(Forward Contract)*
Entente entre deux parties qui s'entendent sur l'achat ou la vente d'une marchandise à une date ultérieure à des conditions fixées d'avance.

Contrat à terme normalisé *(Futures Contract)*
Entente normalisée, négociable, entre un acheteur et un vendeur portant sur l'achat d'une quantité déterminée d'une marchandise (p. ex. l'énergie électrique) ayant des caractéristiques particulières, à une date ultérieure et à un prix fixé d'avance.

Contrat bilatéral financier *(Financial Bilateral Contract)*
Sorte d'entente entre deux parties pour le commerce de l'électricité à un prix déterminé par les parties. Également connu sous le nom de contrat de différences.

Contrat dérivé *(Derivative Contract)*
Contrat dont la valeur est basée sur le prix (ou est dérivée du prix) d'un actif ou d'un indice financier sous-jacent. Les contrats à livrer, les contrats à terme et les options sont des exemples de contrats dérivés.

Contrats d'acquisition *(Vesting Contracts)*
Contrats qui sont passés avant le début d'un nouveau marché. D'habitude, les contrats d'acquisition sont utilisés pour assurer que les bénéfices (ou les coûts) des ressources stratégiques appartenant à la société d'électricité en place sont dévolus (ou sont imposés) aux usagers pendant une période définie après le début de la concurrence.

Contrôle automatique de la production (CAP) *(Automatic Generation Control (AGC))*
Matériel qui ajuste automatiquement la production d'énergie électrique d'une zone de contrôle à partir d'un emplacement central.

Coproducteur *(Co-generator)*
Installation de production d'énergie qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (comme de la chaleur ou de la vapeur) utilisée à des fins industrielles ou commerciales ou à des fins de chauffage ou de refroidissement.

Coût marginal projeté de l'énergie ***(Projected Marginal Energy Cost)***
Somme à payer projetée pour la tranche suivante de produit ou de service. Le coût marginal de l'électricité correspond au prix à payer pour les kilowattheures consommés au-delà de ceux fournis par la capacité de production accessible.

DDP ***(RFP)***
Demande de propositions. Processus utilisé pour obtenir des propositions concurrentes des fournisseurs d'un service ou d'un produit.

Débit d'équilibre ***(Ramp Rate)***
Débit, exprimé en mégawatts par minute, auquel un producteur d'électricité peut augmenter ou diminuer sa production.

Débit en circuit bouclé ***(Loop Flow)***
Mouvement imprévu qui procède de la nature physique de l'électricité par lequel le courant emprunte la voie de la moindre résistance. Le courant en circuit bouclé circule sur des voies de transport de l'énergie autres que celles prévues au contrat liant les parties contractantes. Ce phénomène est également appelé courant parallèle.

Déclassement ***(Decommissioning)***
Mesures prises pour mettre une installation définitivement hors service. Dans le cas d'une installation nucléaire, le déclassement englobe l'arrêt de sécurité et peut-être le démantèlement (ou le démontage) des installations existantes à la fin de leur vie utile.

Dégroupement ***(Unbundling)***
Fractionnement d'un service groupé en ses diverses composantes de manière à permettre à l'usager de choisir d'acheter les différents éléments du service dont il a besoin auprès de fournisseurs différents. Lorsque les ELD offraient seulement des services groupés, leurs abonnés ne pouvaient acheter du gaz ou de l'électricité que de l'ELD. Dans un environnement dégroupé, l'usager peut choisir d'acheter son gaz ou l'électricité qu'il consomme du fournisseur qu'il veut, et l'ELD livre le produit au compteur de l'usager. Un dégroupement accru pourrait permettre à d'autres intervenants de fournir d'autres éléments du service, comme les services de facturation, de lecture des compteurs, de crédit et de perception.

Délestage ***(Load Shedding)***
Opération par laquelle l'exploitant du réseau retire délibérément (manuellement ou automatiquement) l'alimentation électrique des usagers préalablement choisis en réponse à une situation anormale afin de maintenir l'intégrité du réseau et de minimiser les interruptions de courant chez l'ensemble des usagers.

Demande acheminable ***(Dispatchable Demand)***
Demande des usagers qui peut être ajustée en fonction des directives de l'acheminement déterminées par l'exploitant du réseau.

Détaillant *(Retailer)*
Entité qui achète de l'électricité en vue de la vendre à un usager ou qui agit comme agent ou courtier auprès d'un usager ou d'un autre détaillant en ce qui concerne la vente de l'électricité.

Distribution Énergie Nouveau-Brunswick *(New Brunswick Power Disco)*
Nom d'une entité future possible, dégroupée soit corporativement, soit fonctionnellement, d'Énergie Nouveau-Brunswick. Cette entité remplirait toutes les fonctions de distribution actuelles de l'unité commerciale responsable du service à la clientèle d'Énergie Nouveau-Brunswick.

Droit d'usage *(Stand-by Charge)*
Frais que doivent payer les usagers du transport de l'électricité pour avoir accès au réseau de transport d'énergie électrique et aux services de production et aux services accessoires fournis par le réseau. Traditionnellement, les droits d'usage ont été imposés aux usagers qui utilisaient le réseau de façon intermittente seulement, en cas de besoin.

Droit de transport financier *(Financial Transmission Right)*
Droit contractuel négociable au paiement basé sur les écarts de prix de l'énergie à différents endroits.

Effet de serre *(Greenhouse Effect)*
Augmentation de la température moyenne en surface à l'échelle du globe causée par les gaz présents dans l'atmosphère (notamment le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux, l'ozone et le chlorofluorocarbone). L'effet de serre permet une pénétration du rayonnement solaire, mais il absorbe les rayons infrarouges renvoyés dans l'espace.

ELD *(LDC)*
Entreprise locale de distribution. Entité qui est propriétaire d'un réseau de distribution pour la livraison locale d'énergie aux usagers.

Emprise sur le marché *(Market Power)*
Aptitude d'un vendeur, ou d'un groupe de vendeurs agissant de concert, à maintenir d'une façon rentable les prix au-dessus des niveaux concurrentiels pendant une période prolongée.

Énergie hydraulique *(Hydraulic Power)*
Électricité produite par la chute d'eau dans des turbines. Énergie hydroélectrique.

Entente d'achat d'énergie *(PPA (Power Purchase Agreement))*
Entente dans laquelle sont prévues les modalités et les conditions pour la vente de l'énergie électrique.

Entité de service *(Load Serving Entities)*
Toute entité, y compris un regroupement de charge et un commerçant d'énergie, qui 1) dessert des usagers finals à l'intérieur d'une zone de contrôle et qui 2) a le pouvoir ou l'obligation, en vertu de lois, de règlements ou de franchises locaux, de vendre de l'électricité aux usagers finals situés dans la zone de contrôle.

Entité fournissant la charge *(LSE)*
Il s'agit habituellement des services publics d'électricité qui avaient l'obligation de desservir les usagers. Une entité fournissant la charge peut être une entreprise de distribution qui fournit l'énergie en plus du service de transmission et des entités concurrentes qui assument une obligation contractuelle de desservir l'ensemble ou détail.

Entreprise d'électricité en gros *(Investor Utility)*
Entreprise d'électricité existante qui dessert les usagers et qui pourrait faire certains cas bénéficier de sa relation avec la clientèle existante.

Équité *(Fairness)*
Un des cinq principes de l'efficacité du marché. En référence à la conception du marché, cette notion renvoie aux participants et à une exigence de participants que la conception du marché ne doit pas discriminer arbitrairement. De plus, les mesures prises pour appliquer les règles du marché doivent être conformes aux règles écrites et aux protocoles (voir applicabilité, fiabilité, transparence, robustesse, qui sont d'autres principes de l'efficacité du marché).

Étiquetage de l'électricité *(Electricity Labelling)*
Divulgation de renseignements précis sur l'électricité offerte par un fournisseur d'électricité sur une « étiquette » uniforme facile à lire qui permettrait à l'acheteur de faire des comparaisons entre les diverses offres. L'étiquette pourrait, par exemple, fournir des renseignements sur la incidence environnementale associée aux installations utilisées pour produire l'électricité offerte.

Exploitant du réseau *(System Operator)*
Entité ayant la responsabilité de surveiller et de gérer un réseau électrique en temps réel. (Le terme peut également désigner le processus d'un centre de surveillance d'un réseau d'électricité qui surveille et gère le réseau d'électricité en temps réel).

Exploitant du réseau autonome (ERA) *(Independent System Operator (ISO))*
Exploitant du réseau et du marché indépendant des autres acteurs du marché, c'est-à-dire qui n'a aucune participation dans les installations de transport et qui ne possède aucun droit acquis à l'égard de situations de marché particulières.

Exploitant du marché *(Market Operator)*
Entité ayant la responsabilité de faire des opérations sur le marché au comptant en temps réel pour l'électricité et d'autres marchés à terme régis par une administration centrale.

Facturation client de charge brute *(Gross Load Billing)*
Imposition de frais de transport en sus de coût de l'énergie pour tous l'électricité utilisée à l'intérieur de l'immeuble d'un usager. Le compteur électrique produit à l'intérieur de l'immeuble.

Facturation client de charge nette *(Net Load Billing)*
Frais de transport imposés exclusivement sur l'électricité excédentaire livrée par le client au réseau.

FERC
Federal Energy Regulatory Commission. L'organisme fédéral des commissions de réglementation d'État aux États-Unis qui réglementent le prix, les modalités et les conditions relatives à la vente d'énergie dans le commerce interétatique à l'intérieur de prix, les modalités et les conditions de tous les services de transport de l'énergie à l'extérieur d'800 de la FERC, voulu ou non, établi de croyance ou vers lequelle les nouvelles règlements et les connexions d'électricité doivent traiter ou avec ses électriciennes aux gestionnaire engagé dans les transactions d'électricité ou gros

Flexible *(Reliability)*
Un des cinq principes de l'efficacité de marché. La fiabilité est considérée comme l'un des plus importants concepts/engagés d'un économiste d'électricité. Il est d'intérêt de degré de maîtrise de l'électricité d'un réseau utilisé l'électricité qui assure la distribution de la quantité souhaitée d'électricité aux données de votre de moins économe. Un plus mauvais la fiabilité ou fonction de la fréquence, de la durée et la l'ampleur des effets négatifs associés à l'économie ou électricité. Voir également, également, lorsque il n'électricité ou marché.

USD *(USD)*
Une unité de mesure.

Système sans ou à demande (EVSE) *(Demand-Side Management (DSM))*
Mesure prise pour contrôler la courbe de la demande d'électricité ou un période donnée, en augmentant ou en diminuant la consommation ou en déplaçant la consommation d'énergie à l'autre période horaire. Les mesures de gestion sont ou la demande peuvent être prises par les usagers, les entreprises d'électricité ou par les tierce parties.

Convenance *(Convenience)*
Processus d'analyse utilisé pour juger si une l'entreprise a fait un effort d'une société bien à but d'améliorer la valeur des actions des gestionnaires, et qui inclut d'abord la viabilité financière de l'entreprise.

Interconnexion *(Interim)*
Ligne de transmission qui interconnecte deux zones de contrôle adjacentes.

Interface
Ensemble des interconnexions de transport de l'énergie entre deux régions.

Investissements en installations nouvelles *(Greenfield Investments)*
Investissements dans de nouvelles installations de production ou de transport situées dans de nouveaux emplacements, plutôt que dans des emplacements déjà dotés d'installations.

Investissements irrécupérables non amortis *(Stranded Cost Investments)*
Coûts ne pouvant être recouvrés au moyen des prix du marché. Du point de vue de la concurrence dans le domaine de l'électricité, les investissements non amortis représentent les éléments d'actif appartenant à une entreprise d'électricité qui deviendraient peu rentables au sein d'un marché de concurrence.

Kilowattheure (kWh)
Unité standard de mesure de l'électricité. Les tarifs des usagers résidentiels sont généralement exprimés en cents au kilowattheure.

Marché à terme *(Futures Market)*
Marché sur lequel sont négociés les contrats normalisés pour la livraison future de marchandises ou d'instruments financiers.

Marché au comptant *(Spot Market)*
Marché au sein duquel les produits sont vendus en vue de leur livraison immédiate ou quasi immédiate. De nombreux types de marchés supposent que l'exploitant du marché gère et administre les transactions aux fins d'un marché au comptant de l'électricité au sein duquel les fournisseurs peuvent soumettre des offres de vente et les acheteurs, des offres d'achat d'énergie, dans le cadre d'enchères coordonnées où les transactions sont basés sur des prix d'équilibre. Les participants du marché sont libres de recourir au marché au comptant pour vendre/acheter de l'énergie à des prix d'équilibre selon les besoins.

Marché de détail ou accès au détail *(Retail Market or Retail Access)*
Marché au sein duquel les fournisseurs en concurrence vendent de l'électricité et d'autres services d'énergie directement aux usagers. On appelle également un tel marché l'accès direct.

Marché de gros *(Wholesale Market)*
Ce terme désigne un marché au sein duquel l'électricité et les autres services d'énergie sont vendus à des grossistes/détaillants/distributeurs (qui les revendent ensuite au détail ou à des usagers finals). Un grossiste/détaillant/distributeur d'énergie y jouit de la possibilité d'acheter son énergie de divers producteurs ou fournisseurs, et les producteurs ou fournisseurs peuvent se livrer concurrence pour vendre leur énergie à divers grossistes/détaillants/distributeurs.

Marché de la réserve de puissance ***(Capacity Reserve Market)***
Marché horaire dans lequel l'exploitant du marché achète une capacité de production supplémentaire à celle nécessaire pour répondre à la demande et aux exigences concernant les réserves de fonctionnement à une heure donnée ultérieure.

Marché disputable ***(Contestable Market)***
Du point de vue de l'analyse de l'emprise sur le marché, marché ouvert aux concurrents de l'extérieur qui peuvent limiter l'emprise sur le marché d'un protagoniste prédominant, peu importe que ces concurrents de l'extérieur soient actuellement présents ou en concurrence au sein de ce marché.

Mégawatt (MW)
Unité d'énergie électrique servant à mesurer la capacité de puissance de production d'une centrale ou la demande maximale d'un usager d'électricité.

Mégawattheure (MWh)
Unité de mesure de l'énergie produite par une centrale sur une période de temps donnée : la production d'un mégawatt d'électricité pendant 24 heures équivaut à 24 mégawattheures d'électricité (tout comme la production de 24 mégawatts en une heure).

Mesurage de la charge nette ***(Net Load Metering)***
Voir « Mesurage de l'énergie nette ».

Mesurage de la demande totale ***(Net Demand Metering)***
Électricité qui n'est pas produite sur une base autonome. En d'autres termes, le mesurage de la demande nette mesure l'électricité achetée auprès de l'entreprise d'électricité locale de l'usager ou auprès du réseau contrôlé par l'EMA.

Mesurage de l'énergie nette ***(Net Energy Metering)***
Dans bon nombre de provinces et d'États, les usagers peuvent produire leur propre électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et « revendre » toute capacité inutilisée à leur réseau local. En termes simples, le mesurage de l'énergie nette signifie que les kilowattheures produits et réinjectés dans le réseau par un usager sont soustraits des kilowattheures obtenus de l'entreprise d'électricité, et le résultat représente les kilowattheures nets.

Mesures ex ante ***(Ex Ante Measures)***
En référence aux moyens possibles d'atténuer l'emprise sur le marché, ces mesures sont prises avant le début des transactions sur le marché en vue d'empêcher ou de dissuader l'exercice d'une emprise sur le marché, par opposition aux mesures prises après le début des activités sur le marché (ex post).

Mesures ex post ***(Ex Post Measures)***
En référence aux moyens possibles d'atténuer l'emprise sur le marché, ces mesures sont prises après le début des transactions sur le marché pour empêcher la récidive d'abus

d'emprise sur le marché observés durant les transactions sur le marché. (Voir mesures ex ante)

Monopole ***(Monopoly)***
Situation d'un marché où une seule entreprise est l'unique producteur d'un produit pour lequel il n'existe aucun substitut proche.

Négociant ***(Trader)***
Personne physique ou morale qui achète ou vend à son propre compte, mais ne prend généralement pas livraison.

Négociants d'énergie ***(Power Marketers)***
Entité commerciale engagée dans l'achat et la vente d'électricité, mais qui n'est pas propriétaire d'installations de production ni de transport d'électricité.

NEPOOL ***(New England Power Pool)***

NERC ***(North American Electric Reliability Council)***
Association d'entreprises d'électricité mise sur pied en 1968 en réaction à la panne générale d'électricité survenue en 1965 dans le Nord-Est des États-Unis et en Ontario. Grâce au travail de dix conseils régionaux et d'un conseil affilié, les membres du NERC assurent la fiabilité du grand réseau électrique intégré en Amérique du Nord. Le NERC élabore des normes, des directives et des critères pour assurer la sécurité du réseau et en évaluer l'adéquation, et il a réussi à maintenir un degré élevé de fiabilité du réseau de transport à travers l'Amérique du Nord.

Norme d'inclusion des ressources renouvelables (NIRR) ***(Renewable Portfolio Standard (RPS))***
Exigence voulant qu'une certaine quantité d'électricité vendue sur un marché concurrentiel comprenne une certaine quantité produite à partir de sources renouvelables approuvées.

NPCC ***(Northeast Power Coordinating Council)***
Le NPCC, un des dix conseils régionaux relevant du NERC, se compose de tous les grands services publics interconnectés en Ontario, au Québec, dans les Maritimes, à New York et en Nouvelle-angleterre.

Offre d'achat ***(Demand Bid)***
Une offre soumise au marché indiquant le prix qu'un acheteur est prêt à payer pour une quantité déterminée d'électricité (MWh ou kWh)

Opération de couverture ***(Hedge)***
Instrument de gestion du risque par lequel un client ou un investisseur cherche à protéger une position actuelle ou une position potentielle dans un certain marché par la prise d'une position opposée ou symétrique.

Option
Contrat qui donne le droit, mais non l'obligation, d'acheter une marchandise ou un bien à prix fixe à, au plus tard ou avant une date fixe.

Option sur contrat à terme ***(Futures Option)***
Contrat qui confère le droit, mais non l'obligation, d'acheter une certaine quantité de marchandise à un prix et à un point de livraison définis à l'avance.

Organisme de réglementation ***(Regulator)***
Entité qui jouit du pouvoir d'imposer une réglementation en vertu de l'autorité de la loi ou de quelque autre moyen légitime.

ORT (Organisation régionale de transport) ***(RTO (Regional Transmission Organization))***
Entité indépendante des participants du marché qui est responsable du fonctionnement du réseau de transport et de l'administration du tarif de transport. Les exigences de la FERC relatives aux ORT ont été établies dans l'ordonnance n° 2000.

Part du marché ***(Market Share)***
Part du produit total des ventes qui revient à une entreprise individuelle.

Période d'échange ***(Trading Period)***
Période de temps dans le marché pendant laquelle les échanges commerciaux réels sont définis. La période d'échange pour les marchés de l'électricité à plus court terme est une heure ou une heure et demie. Toutes les soumissions, les offres et les nominations doivent être définies en termes de période d'échange (p. ex. une demi-heure, une heure). Chaque période d'échange a un ordonnancement et un acheminement propres, tout comme un prix d'équilibre et un règlement qui lui sont propres.

Pertes ***(Losses)***
Énergie qui est consommée (perdue) dans le transport et la distribution de l'électricité, de la source à l'abonné.

Perte de réseau ***(System Losses)***
Pourcentage de kilowattheures consommés par l'entreprise d'électricité qui n'est ultimement pas facturé à l'usager. Cette perte peut être liée à des pertes de lignes ou de transformation, à des erreurs de facturation, à une facturation estimative ou au vol d'électricité.

Plafond d'émissions ***(Emission Cap)***
Quantité maximale d'émissions qui peut être rejetée dans l'atmosphère par une installation polluante ou par un groupe d'installations polluantes dans une région définie.

Luies acides ***(Acid Rain)***
Les pluies acides, qu'on appelle aussi précipitations acides ou retombées acides, sont des précipitations renfermant des quantités nocives d'acide nitrique et d'acide sulfurique, formés principalement par des oxydes d'azote et des oxydes de soufre libérés dans l'atmosphère lors de la combustion des combustibles fossiles. Elles peuvent se manifester sous la forme de précipitations humides (pluie, neige ou brouillard) ou sèches (émissions particulaires et gazeuses absorbées, particules d'aérosols ou poussières).

Prix d'équilibre ***(Market-Clearing Price (MCP))***
Prix auxquels un marché devient équilibré, de sorte qu'il devient impossible de réaliser d'autres gains en intensifiant le commerce. Dans les marchés de gros groupés, toute l'électricité achetée et vendue est transigée au prix d'équilibre (en l'absence de congestion).

Prix de levée ***(Strike Price)***
En référence aux contrats bilatéraux, prix auxquels les parties au contrat ont accepté de négocier et de régler leurs transactions.

Prix du marché au comptant ***(Spot Market Prices)***
Les prix du marché au comptant sont déterminés au sein d'un marché au comptant et ils servent de base aux transactions de tous les achats et ventes au sein de ce marché au comptant.

Prix marginal fondé sur le lieu ***(LBMP)***
(Voir Tarification au coût marginal selon le lieu).

Producteur d'électricité ***(Generator)***
Entité qui possède et qui exploite une installation de production d'électricité.

Producteurs d'électricité autonomes (voir producteurs d'électricité indépendant) ***(Non-Utility Generators)***

Producteur d'électricité indépendant ***(IPPs)***
Entité qui possède des génératrices d'électricité mais qui n'est pas une société d'électricité.

Production Énergie Nouveau-Brunswick ***(New Brunswick Power Genco)***
Nom d'une entité future possible, dégroupée soit corporativement, soit fonctionnellement, d'Énergie Nouveau-Brunswick. Cette entité comprendrait tous les biens et activités de production d'Énergie Nouveau-Brunswick.

Production intégrée ***(Embedded Generation)***
Production qui n'est pas directement connectée au réseau de transport d'énergie électrique, et qui se trouve généralement à l'intérieure d'un système de distribution.

Profil de la charge ***(Load Profile)***
Quantité approximative d'énergie habituellement consommée chaque heure par un usager ou une catégorie d'usagers au cours d'une période de temps définie, comme un mois, compte tenu de la consommation totale d'énergie relevée au cours de la période définie. On a besoin des profils de la charge dans le cas des usagers qui ne sont pas pourvus de compteurs à intervalles; on les utilise pour répartir sur une base horaire la consommation totale en kWh relevée au cours du mois afin d'établir des transactions basées sur les prix horaires.

Puissance maximale ***(Capability)***
Charge maximale qu'un groupe générateur, une centrale ou un appareil électrique peut produire dans des conditions données pendant une période de temps donnée sans dépasser les limites prescrites de température et de stress.

Redevance d'annulation de service ***(Exit Fee)***
Droit pouvant être imposé lorsqu'un usager change de fournisseur d'électricité dans le but de pourvoir au recouvrement des coûts non amortis et du coût d'investissement résultant de la perte de l'usager.

Réglementation ***(Regulation)***
Surveillance d'un marché par un organisme administratif ou un organisme de réglementation, y compris toute intervention au sein des marchés visant à fixer les tarifs et les autres conditions et modalités en vertu desquelles doit être fourni un service réglementé. La réglementation traditionnelle cherche à restreindre les monopoles pour assurer l'existence de prix (tarifs), d'une production et de niveaux d'investissement comparables à ceux qui seraient présents au sein d'un marché concurrentiel.

Réglementation axée sur le rendement (RAR) ***(Performance-Based Regulation (PBR))***
Mécanisme de fixation des tarifs qui tente de lier des récompenses (en général des profits) et des pénalités à des résultats ou des objectifs souhaités.

Réglementation douce ***(Light-Handed Regulation)***
Méthode simplifiée de réglementation visant à accélérer le processus et à réduire les coûts tout en équilibrant les intérêts des diverses parties et à permettre à l'organisme de réglementation de s'acquitter de ses fonctions statutaires.

Réglementation du coût du service
Voir Réglementation du taux de rentabilité Cost of Service Regulation (Rate of Return Regulation)

Réglementation du taux de rentabilité ***(Rate of Return Regulation)***
Processus de réglementation en vertu duquel l'organisme de réglementation fixe les taux à un niveau qui couvrira les coûts d'exploitation et qui permettra de toucher un taux de rendement raisonnable sur les investissements immobiliers consacrés à l'entreprise. On l'appelle aussi réglementation du coût du service.

Regroupeur, courtier, marchand, agent et négociant ***(Aggregator, Broker, Marketer, Agent & Trader)***
Entité intéressée par le gain qui se pose à titre d'intermédiaire dans les transactions entre les producteurs et les usagers d'électricité ou pour le compte de ceux-ci. Elle peut réunir la charge ou la production en grands blocs (regroupeur), agir à titre de négociateur entre les acheteurs et les vendeurs (courtier), ou acheter, vendre et prendre des positions matérielles dans le marché (marchand).

Régulation directe de la charge ***(Direct Load Control)***
Mesures d'un programme qui permettent d'interrompre la charge des usagers par une régulation directe de l'exploitant du réseau d'électricité. Ce type de régulation de la charge touche généralement des usagers résidentiels. La régulation directe de la charge n'englobe pas les programmes de charge interruptible ni les autres mesures de gestion de la charge.

Robustesse ***(Robustness)***
Un des cinq principes de l'efficacité du marché. La robustesse s'entend de la capacité des règles du marché et des protocoles à bien fonctionner dans une grande variété de circonstances. (voir le document de fond n° 1, applicabilité, transparence, équité et fiabilité, qui sont d'autres principes de l'efficacité du marché)

Service auxiliaire d'approvisionnement ***(Backup Supply Service)***
Fourniture de puissance et d'énergie à un participant du marché, soit quand celui-ci doit compenser la perte de ses sources de production, ou pour couvrir toute portion de la demande qui excède la capacité du producteur d'électricité à fournir l'alimentation électrique pendant une certaine période.

Service de point à point ***(Point-to-Point Service)***
Service donnant à un usager la possibilité d'utiliser seulement une portion d'une installation intégrée de transport de l'énergie pour alimenter en électricité un point précis et pour enlever de la puissance à un point précis sans égard au débit réel.

Service des déséquilibres énergétiques ***(Energy Imbalance Service)***
Service fournissant une correction lorsqu'il y a décalage d'heure en heure entre la quantité d'énergie que l'exploitant peut transmettre à l'usager et celle qu'il est obligé ou tenu par contrat de lui fournir.

Services accessoires ***(Ancillary Services)***
Les services accessoires sont les services essentiels au soutien du transport de l'énergie, des ressources aux usagers, en même temps qu'au maintien d'une exploitation fiable du réseau de transport. Les services accessoires englobent habituellement les réserves de fonctionnement, les déséquilibres de régulation et de fréquence, de même que la régulation et le soutien de la tension. L'ordonnance n° 888 de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC) stipule qu'un déséquilibre énergétique est un service accessoire.

Services de transport ***(Transmission Services)***
L'acceptation, le transport et la livraison de l'électricité à l'intérieur d'une zone de contrôle. Peut englober les services accessoires particuliers.

Source d'énergie intermittente ***(Intermittent Power Source)***
Une génératrice, telle une éolienne, dont la production peut varier considérablement sur de courtes périodes en raison de la variabilité et de l'imprédictibilité de sa source externe d'énergie.

Sous-station ***(Substation)***
Matériel d'une installation qui permet la commutation, la modification ou la régulation de la tension électrique.

Système d'information à libre accès en simultané ***(OASIS (Open Access Same-Time Information System))***
Système d'information et normes de conduite énoncés à la partie 37 des règlements de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) et toutes les exigences additionnelles mises en œuvre par des ordonnances subséquentes de la Commission portant sur le système d'information à libre accès en simultané. Ce système utilisera un moyen de communication électronique pour fournir l'information sur la capacité de transport disponible pour le service point à point, et il fournira un processus pour demander un service de transport. Le système d'information à libre accès en simultané permettra aux fournisseurs de service de transport et aux usagers du service de transport de communiquer rapidement les demandes et les réponses visant l'achat et la vente de la capacité de transport disponible offerte en vertu du tarif du fournisseur du service de transport.

Système intégré ***(Integrated System)***
Système électrique englobant la production, les charges, et les installations de transport et de distribution.

Tarif ***(Tariff)***
Conditions et modalités en vertu desquelles un service ou un produit sera fourni, y compris les taux ou les frais que doivent payer les usagers du service ou du produit. Les tarifs sont généralement proposés par le dispensateur du service ou du produit et ils sont

assujettis à une ratification réglementaire. Les taux et les conditions d'obtention d'un service de transport d'énergie sont habituellement définis à l'intérieur d'un tarif.

Tarif de transport ***(Transmission Tariffs)***
Frais autorisés exigés pour la prestation et l'utilisation des services de transport d'électricité.

Tarif de transport à libre accès (TTLA) ***(OATT (Open Access Transmission Tariff))***
Les modalités et les conditions relatives aux tarifs de transport à libre accès sont prescrites dans l'ordonnance n° 888 de la FERC. Le premier objectif d'un TTLA est d'assurer qu'un fournisseur de service de transport dessert d'autres producteurs d'électricité en vertu de modalités et de conditions équivalentes à celles qu'il applique pour ses propres services et pour ceux de ses associés.

Tarif timbre-poste ***(Postage Stamp Rate)***
Tarif appliqué pour le service de transport qui ne varie pas en fonction de la distance entre le point de livraison et la source d'alimentation.

Tarification au coût marginal selon le lieu ***(LMP)***
Formule de tarification de congestion qui détermine le prix de l'énergie à des emplacements sur le réseau de transport comme étant le coût marginal à percevoir pour fournir une augmentation de la charge à ces différents endroits.

Tarification de congestion ***(Congestion Pricing)***
Méthode de fixation des tarifs par laquelle toute l'énergie achetée et vendue dans le marché au comptant administré par l'exploitant du marché est transigée à des prix du marché tenant compte des effets de la congestion. Les prix convenus sont déterminés à partir du coût marginal (prix) assumé pour fournir un accroissement de la charge à chaque emplacement.

Tarification différenciée en fonction des points d'accès au réseau ***(Nodal Pricing)***
Formule de tarification marginale dans laquelle le prix (de rajustement) pour l'électricité est déterminé en fonction de nœuds ou barres omnibus à l'intérieur d'un réseau de transport.

Tarification écologique ***(Green Pricing)***
Terme normalement utilisé pour désigner une option de tarification volontaire de l'électricité, selon laquelle les usagers choisissent de payer un montant supplémentaire pour favoriser l'utilisation de ressources renouvelables.

Tarification selon la zone ***(Zonal Pricing)***
Mode de tarification localisée au coût marginal en fonction duquel le prix de l'électricité est déterminé pour des régions ou des zones précises (par opposition aux points ou nœuds) d'un réseau de transport de l'électricité.

Taux ***(Rate)***
Prix à facturer pour une marchandise ou un service. Les taux peuvent être assujettis à l'approbation réglementaire ou peuvent être déterminés par le marché.

Transformateur ***(Transformer)***
Appareil qui augmente ou diminue la tension (la « pression », par opposition à l'intensité du courant) à laquelle l'électricité circule.

Transformateurs de mesure ***(Instrument Transformers)***
Dans le présent document, appareils (transformateurs de courant (TC) et transformateurs de potentiel (TP)) installés entre le circuit muni de compteurs et le compteur produisant le courant et la tension du circuit de contrôle afin de refléter exactement les conditions du circuit muni de compteurs à des niveaux utilisables par les appareils de mesure. Les compteurs sont étalonnés selon l'étalonnage des TC et des TP.

Transit ***(Wheeling)***
Utilisation d'un réseau de transport interconnecté pour réaliser des transactions visant la transmission d'électricité à l'intérieur de ce réseau (transit interne), à l'extérieur du réseau (transit externe) ou à travers le réseau (transit transversal).

Transparence ***(Transparency)***
Un des cinq principes de l'efficacité du marché. La transparence désigne le degré avec lequel les règles et les protocoles du marché sont suffisamment simplifiés pour atteindre les buts de l'efficacité du marché et de la fonction du marché. De plus, en vertu de ce principe, les transactions effectuées par l'exploitant du marché et l'exploitant du réseau peuvent être susceptibles d'audit et de vérification, et l'information sur les marchés devient disponible pour tous les participants du marché de façon opportune. (voir applicabilité, fiabilité, équité et fiabilité, qui sont d'autres principes de l'efficacité du marché)

Transparence du marché ***(Market Transparency)***
Aptitude des participants du marché à observer et à comprendre le fonctionnement du marché.

Transport de l'énergie ***(Transmission)***
Déplacement ou transfert d'énergie électrique au moyen d'un groupe interconnecté de lignes et d'installations connexes entre divers points d'approvisionnement et des points où l'électricité est transformée en vue de sa distribution aux usagers, ou encore des points où l'électricité est distribuée à d'autres réseaux d'électricité.

TC (transformateurs de courant) ***(CT Current Transformers)***
Voir Transformateurs de mesure.

TP (transformateurs de potentiel) *(PT Potential Transformers)*
Voir « Transformateurs de mesure ».

Usager intérieur *(Native Load)*
Grossistes et revendeurs au nom de qui le fournisseur de services de transport est tenu, en vertu d'une loi, d'une franchise, d'exigences réglementaires ou d'un contrat, de satisfaire à l'obligation de construire et d'exploiter le réseau du fournisseur de services de transport pour répondre aux besoins certains d'électricité de ces acheteurs.

Usager ou abonné final *(End-use Consumer or Customer)*
Usager résidentiel, commercial ou industriel du marché de l'énergie qui achète de l'énergie aux fins de sa propre consommation et non à des fins de revente.

Zone de contrôle *(Control Area)*
Région du réseau de distribution d'électricité où l'offre et la demande sont tenues en équilibre par l'exploitant du réseau qui administre l'acheminement régional.

ANNEXE D

LISTE DES PRINCIPALES PUBLICATIONS DU COMITÉ

ANNEXE D

Documents de fond du Comité de conception du marché :

Critères de décision

Choix du modèle de marché

Exploitant du réseau

Gestion de la congestion

Service en vertu d'un contrat type

Fiabilité

Production autonome, production à petite échelle et production intégrée

Énergies de remplacement et enjeux écologiques

Coûts non amortis et redevances d'annulation de service

Questions diverses

Mesurage de la consommation d'électricité

Marché de détail

Tous ces documents de fond sont disponibles sur notre site Web (www.dmed-cemdl.ca).